

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Avaliação da complementaridade dos recursos eólico e solar PV, em Portugal

Pedro Miguel Silva Ferreira

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro

2021

Agradecimentos

O meu primeiro agradecimento vai para as pessoas que desde sempre tiveram que levar comigo: os meus pais. Terem que levar comigo não deve ser fácil e mesmo assim sempre me apoiaram incondicionalmente em tudo, mesmo nas coisas mais malucas, sem o seu apoio nada disto seria feito. Se sou o que sou hoje muito lhes devo a eles e muito muito obrigado por me darem a confiança que onde quer que esteja tenho sempre um sítio onde regressar.

Quero também agradecer ao meu irmão que apesar de ser a pessoa mais chata no mundo é a razão pela qual me esforço para me tornar sempre melhor, simplesmente não posso ser ultrapassado por ele.

Um especial agradecimento à minha orientadora, a Prof. Doutora Ana Estanqueiro, por me ter aceitado, orientado e pelo seu tempo despendido para a realização desta dissertação assim, como quero agradecer ao Mestre António Couto que apesar de não ser meu orientador foi quem mais me guiou durante todo este processo e sem a sua ajuda isto estaria um bocado pior.

Seguidamente quero agradecer ao Frederico Melo por todo aquele companheirismo e ajuda a resolver todo o tipo de problemas que apareceram na realização desta dissertação. A sua ajuda foi extremamente valiosa e por esse motivo está aqui o meu agradecimento a ele.

Por último, o meu agradecimento a todas as pessoas que se cruzaram na minha vida. Por muito ou pouco impacto moldaram-me naquilo que sou hoje e que tanto orgulho tenho. Espero levar muitos deles para a vida pois isto não teria piada se eles cá não estivessem.

Resumo

Com o objetivo de reduzir as emissões de CO₂, em Portugal, até 2050, pretende-se aumentar a capacidade de fontes de energia renovável, com enfoque na tecnologia solar fotovoltaica e eólica. Contudo estas duas tecnologias por serem dependentes de fatores meteorológicos, acarretam novos desafios para os operadores do sistema no estabelecimento do binómio oferta/procura de energia.

Para auxiliar na descarbonização do sistema electroprodutor, recentemente, Portugal adotou o conceito de centrais híbridas renováveis onde é possível agregar estas duas fontes de geração (ou outras inclusive armazenamento). Com esta agregação é expectável atenuar a variabilidade da produção associada a cada tecnologia de forma individual, por via da complementaridade que existe entre ambas as fontes, e melhorar o desempenho técnico-económico da central e, ao mesmo tempo, pode dotar de alguma despachabilidade a própria central.

Nesta dissertação, são analisados 224 parques eólicos em Portugal Continental, no período de 2015 e 2016. A análise destes parques eólicos (PEs) é realizada em três fases distintas, que passam pela *i*) caracterização da geração individual dos PEs com base nos dados de velocidade do vento obtidos através de um modelo de mesoescala; *ii*) caracterização da complementaridade, recorrendo a vários parâmetros de complementaridade (e.g., correlação e índices de complementaridade), entre a produção eólica e solar (esta última obtida através da ferramenta *online* PVGIS); *iii*) identificação da configuração de sobreequipamento (baseada em diferentes rácios de tecnologia eólica e/ou solar fotovoltaico) mais adequada a cada uma das 224 localizações em estudo. Neste último caso é analisado o impacto do sobreequipamento, recorrendo a vários parâmetros de análise, nomeadamente, foi avaliada o desempenho do parque produção com e sem previsão, sendo esta com um horizonte temporal de seis horas.

A correlação média horária nacional entre a produção eólica e solar PV para a mesma localização, foi de -0.12, indicando um valor baixo de complementaridade. Por último, no geral, o produtor retiraria maiores retornos em ambiente de mercado só com o acréscimo de capacidade solar, contudo, para tal, seria necessária uma melhor metodologia de previsão para cada parque, que apresenta erros elevados. Analisando os vários parâmetros para esta última parte, sugere-se uma capacidade de sobreequipamento híbrida, com maior incidência em tecnologia solar. As regiões que retirariam o maior proveito das centrais híbridas seriam as regiões do interior Centro e Sul onde existe disponibilidade do recurso solar e, simultaneamente, onde existe os maiores aumentos dos fatores de capacidade dos parques. Os resultados obtidos para a zona Norte não apresentam grandes alterações face às outras regiões com a aplicação do novo sobreequipamento contudo, é a região que tem o maior índice de complementaridade entre as duas fontes de energia em análise.

Com as conclusões deste trabalho, pode-se analisar as vantagens e desvantagens deste novo conceito, ainda pouco explorado na literatura, e ainda oferecer *i*) indicadores de como aumentar a rentabilidade dos seus investimentos iniciais por parte dos produtores ou mesmo de novos investidores que se agreguem a estes para beneficiarem das estruturas atuais, e *ii*) aos operadores uma forma de gerir a rede ao incentivar os produtores para uma determinada configuração que mitigue a variabilidade da geração renovável.

Palavras-Chave: Complementaridade energética, Centrais Híbridas Renováveis, Decreto-Lei n.º 76/2019, Sobreequipamento de parques eólicos, MIBEL, Integração de energia renovável.

Abstract

In order to reduce CO₂ emissions in Portugal, by 2050, the intention is to increase the capacity of renewable energy sources, with a focus on solar photovoltaic and wind technology. However, these two technologies are dependent on meteorological conditions which pose new challenges for system operators in establishing the energy supply / demand binomial.

To assist in the power system decarbonization, Portugal recently legally adopted the renewable hybrid plants concept being possible to aggregate these two sources of generation (or others including storage). With this aggregation, it is expected to attenuate the variability of the production associated with each technology individually, through the complementarity that exists between both sources; to improve the technical and economic performance of the power plant; and, at the same time, it can provide some power control.

In this dissertation, the hybridization of 224 wind parks deployed in mainland Portugal is analyzed in the period 2015 and 2016. The analysis of these wind parks (PEs) is carried out in three distinct phases, which go through i) characterization of PEs generation based on wind speed data obtained through a mesoscale model; ii) characterization of complementarity, using various complementarity indexes identified in the literature (e.g., correlation and complementarity indexes), between wind and solar production (the latter gathered from the online tool PVGIS); iii) identification of the overcapacity (or overplanting) configuration (based on different wind and / or photovoltaic solar ratios) most suitable for each of the 224 locations under study.

The national hourly average correlation between wind and solar PV production for the same location was -0.12, indicating a low complementarity value. From an electricity market participation perspective the producer would obtain greater returns with the addition of solar capacity, however, for this, a better forecasting methodology would be necessary for each park, which presents high errors. Based on the various parameters analysed, a hybrid overcapacity capability is suggested, with a greater incidence in solar technology.

The interior region of the Center and South are the ones that show highest benefit from hybrid plants due to the i) solar resource availability and ii) the high complementarity between wind and solar enabling to increase the capacity factors of the parks. The results obtained for the North region do not present major changes compared to other regions with the application of the new overcapacity, however, it is the region that has the highest complementarity index.

With the conclusions of this work, it is possible to analyze the advantages and disadvantages of this new concept, still little explored in the literature, and still offer i) indicators of how to increase the profitability of stakeholders initial investments, or even joint ventures with new stakeholders that are added to the existing wind parks to benefit from the current structures, and ii) to system operators a way to handle the network by encouraging producers to a certain configuration that provides the greatest stability to the network.

Keywords: Complementarity of energy, Hybrid Renewable Power Plants, Decree-Law No. 76/2019, Overcapacity/overplanting of wind parks, MIBEL, Renewable energy integration.

Índice

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Índice de Figuras	vii
Índice de Tabelas	x
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Panorama atual das energias renováveis no mundo e em Portugal	1
1.2 Motivação para a complementaridade energética	2
1.3 Objetivos	3
1.4 Disposição da dissertação	4
Capítulo 2 – Revisão de Literatura	5
2.1 Caracterização do recurso solar PV e eólico	5
2.1.1 Recurso Solar	5
2.1.2 Recurso eólico	6
2.1.3 Energia eólica e solar em Portugal – recurso espacial e variação em diferentes escalas temporais	8
2.2 Complementaridade da geração de FER	12
2.3 Previsão da geração – técnicas de previsão	14
2.3.1 Método de persistência	15
2.3.2 Métodos Físicos	15
2.3.3 Métodos estatísticos	15
2.4 Mercado de Eletricidade - Diário e de Reservas	17
Capítulo 3 – Dados e Metodologia	19
3.1 Dados	19
3.1.1 Componente eólica	19
3.1.2 Componente solar	20
3.2 Metodologia	20
3.2.1 Geração atual dos PEs	21
3.2.2 Parâmetros para identificação da complementaridade temporal	22
3.2.3 Estudo do Sobreequipamento	26
Capítulo 4 – Análise de Resultados	33
4.1 Análise dos PEs	33
4.2 - Complementaridade entre recursos	35
4.2.1 Correlação a nível nacional	35

4.2.2 Correlação horária	36
4.2.3 Correlação sazonal.....	37
4.2.3 Identificação e caracterização dos agrupamentos (<i>Clusters</i>) espaciais da geração eólica e solar PV	38
4.2.4 Análise da Correlação Cruzada	41
4.2.5 Índice de complementaridade energético	43
4.3 – Análise do sobreequipamento	45
4.3.1 – Análise do fator de capacidade	45
4.3.2 – <i>Curtailment</i> e rampas de produção	49
4.3.1 – Análise do impacto financeiro do sobreequipamento.....	52
4.4 Análise do sobreequipamento com previsão	55
4.4.1 Previsão - valores da correlação de Pearson	55
4.4.2 Previsão – Viés e RMSE	56
4.4.3 Participação em mercado de reserva	58
Capítulo 5 – Conclusão e desenvolvimentos futuros	60
Capítulo 6 - Referências Bibliográficas	63

Índice de Figuras

Figura 1.1- Crescimento da capacidade instalada das várias energias renováveis, de 2010 a 2019 [2]. O ano de 2019 refere-se só ao mês de Janeiro.	1
Figura 2.1- Potencial solar fotovoltaico para os países europeus [14].	6
Figura 2.2- Somatório de NEPs, entre 2012 a 2014 [16].....	7
Figura 2.3- Irradiância média anual disponível para Portugal Continental em (kWh/m ²) [21].	8
Figura 2.4- Número de horas equivalente à potência nominal para um aerogerador de 2MW [23]......	9
Figura 2.5 - Perfil a) mensal, b) anual e c) diário, normalizado, de geração solar entre 2015 e 2018 para Portugal Continental.	10
Figura 2.6-Perfil a) mensal e c) horário para a geração eólica, normalizada para o ano 2015 e b) anual, entre 2015 e 2018 para Portugal Continental.....	11
Figura 2.7- Configurações possíveis das centrais híbridas em termos de integração e operação das diferentes unidades de produção [4].	13
Figura 2.8- Classificação das várias técnicas de previsão [40]......	15
Figura 2.9- Esquema de uma RNA com múltiplas camadas [42]......	16
Figura 2.10- Esquema do processo de informação num neurónio da RN [42], onde x representa os dados de entrada	17
Figura 2.11- Representação gráfica de como é obtido o preço energético para cada hora [47]	18
Figura 2.12- Dependência do erro da previsão eólica em função do horizonte temporal.	18
Figura 3.1- Localização dos vários PEs em Portugal Continental.....	19
Figura 3.2- Representação esquemática dos vários passos para caracterização do desempenho dos PEs atuais.	21
Figura 3.3- Curva de potência da turbina eólica considerada neste trabalho.....	22
Figura 3.4- Representação esquemática do resumo dos vários passos no estudo da complementaridade da produção eólica e solar PV.	23
Figura 3.5- Avaliação do número de agrupamentos (clusters) de acordo com a distância e quantidade segundo o critério de Davies-Bouldin [63].	26
Figura 3.6- Representação esquemática dos vários passos no estudo do sobreequipamento. .	27
Figura 3.7- Estrutura da Rede Neuronal utilizada na previsão a curto prazo.	29
Figura 3.8- Representação esquemática dos principais passos da previsão com uma rede neuronal artificial.....	30
Figura 4.1- Percentil para os vários PEs capacidade nominal.	34
Figura 4.2- Percentil para os vários PEs para 2% da capacidade nominal.	34

Figura 4.3- Localização geográficos dos PEs por percentagem de produção a potência nominal	34
Figura 4.4- Localização geográficos dos PEs por percentagem de produção de 2%	34
Figura 4.5- Correlação dos recursos analisados para cada localização analisada.....	36
Figura 4.6- Gráfico de caixa e bigodes para a variação da correlação à escala horária, durante o período em análise para os vários parques.....	37
Figura 4.7- Gráfico de caixa e bigodes para a variação da correlação entre estações e valores anuais, para cada parque	38
Figura 4.8- Distribuição geográfico dos vários agrupamentos com a metodologia K-Means com critério de Davies-Bouldin, com base nos dados de produção eólica e solar PV.	39
Figura 4.9- Perfis diários de produção, eólica e solar, normalizados a potência nominal.....	40
Figura 4.10- Desfasamento horário (segundo a correlação cruzada) entre o recurso solar para o recurso eólico para os vários parques em Portugal Continental	42
Figura 4.11- Índice de complementaridade energética a nível nacional.....	44
Figura 4.12-Gráfico de “caixas e bigodes” com os valores de variação do FC das centrais híbridas para diferentes configurações de aumento de capacidade eólica e solar (FC com sobreequipamento menos FC sem sobreequipamento).....	46
Figura 4.13- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade eólica	47
Figura 4.14- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 100% da capacidade eólica	47
Figura 4.15- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade PV.....	48
Figura 4.16- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade PV.....	48
Figura 4.17- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade eólica e 50% capacidade PV	49
Figura 4.18- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 100% da capacidade eólica e 100% capacidade PV	49
Figura 4.19-Gráfico de caixas e bigodes com os valores de potência truncada das centrais híbridas para diferentes configurações de aumento de capacidade eólica e solar nos dois anos em análise.....	50
Figura 4.20- Número de ocorrências horárias (escala logarítmica) e valor das rampas para a situação padrão e para as 6 configurações. No topo: Região 1 (esquerda) e Região 2 (direita); em baixo: Região 3 (esquerda) e Região 4 (direita)	51
Figura 4.21-Gráfico de caixas e bigodes com os valores do desvio padrão das rampas de produção, das centrais híbridas para diferentes configurações de aumento de capacidade eólica e solar.	52

Figura 4.22- Valores médios dos preços do mercado diário no MIBEL entre 2015 e 2016 para cada hora e o preço médio diário ao longo do ano.	53
Figura 4.23- Indicação da opção remuneratória mais adequada numa configuração com 10% de sobreequipamento eólico.....	55
Figura 4.24-Indicação da opção remuneratória mais adequada numa configuração com 100% de sobreequipamento eólico.....	55

Índice de Tabelas

Tabela 3.1- Várias partes da metodologia aplicada.	20
Tabela 3.2- Interpretação dos coeficientes de correlação [59].	23
Tabela 4.1- Número de parques por Agrupamento.....	39
Tabela 4.2- Média da correlação para cada agrupamento.....	41
Tabela 4.3- Média nacional e para cada agrupamento do desfasamento horário, segundo a correlação cruzada	43
Tabela 4.4- Média nacional e para cada agrupamento do índice de complementaridade energética.	44
Tabela 4.5- Número de parques onde compensa o regime remuneratório de mercado para cada combinação estudada.	54
Tabela 4.6- Valores médios da correlação da previsão.....	56
Tabela 4.7 – Valores do Viés de previsão, para cada configuração e para cada agrupamento, erro em MW.....	57
Tabela 4.8- Valores do RMSE de previsão, para cada configuração e para cada agrupamento, erro em MW.....	57
Tabela 4.9- Desvio monetário médio da previsão, para cada configuração e para cada agrupamento, em €/MW.	58

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Panorama atual das energias renováveis no mundo e em Portugal

Com a atual ascensão económica de vários países do terceiro mundo aliado ao crescimento da população mundial, a procura por energia tem vindo a aumentar de forma a suprimir as necessidades, tanto dos países e, consequentemente, das pessoas. A atual composição do *mix* de geração nos sistemas eletroprodutores é ainda muito dependente de combustíveis fósseis, mas vários esforços têm sido realizados para uma transição energética para as fontes de energia renováveis (FER). Estas apresentam *i*) uma pegada carbónica reduzida, uma vez que não usam combustíveis fósseis, *ii*) atualmente um nível elevado de maturidade e eficiência e ainda, e *iii*) custos de instalação apelativos.

Dentro das fontes de energia renováveis, verificou-se nos últimos anos um crescimento acentuado das fontes de energia renováveis variáveis no tempo, com destaque para a energia solar fotovoltaica (PV) e eólica – usualmente designadas por não-despacháveis devido à dependência do recurso disponível e, como tal, apresentam um reduzido controlo na sua geração. A implementação destas duas tecnologias atingiu, em 2018, 1020 GW de capacidade instalada a nível mundial (540 GW em eólica e 480 GW em PV) [1]. Em Portugal, segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGE), no final de 2018, a capacidade instalada de tecnologia eólica era 5.429 GW enquanto a tecnologia solar (fotovoltaica e concentrada) apresentava uma expressão mais reduzida – 0.801 GW. A Figura 1.1 mostra o crescimento das energias renováveis em Portugal, desde 2010 até 2019.

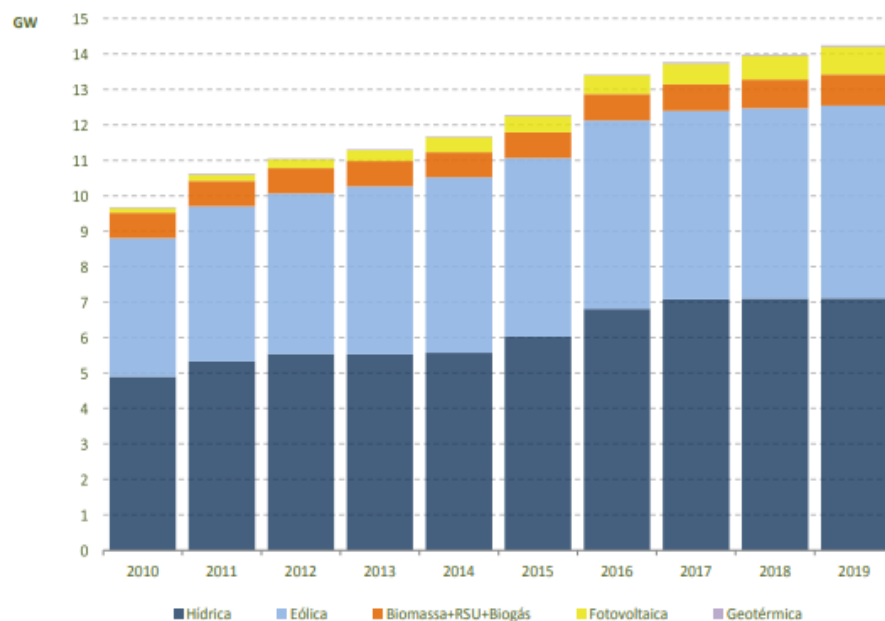


Figura 1.1- Crescimento da capacidade instalada das várias energias renováveis, de 2010 a 2019 [2]. O ano de 2019 refere-se só ao mês de Janeiro.

Através da figura conclui-se que a tecnologia hídrica é a que apresenta um crescimento mais acentuado no período representado, no que diz respeito à capacidade instalada com 2.2 GW. No entanto, em termos de crescimento relativo, a tecnologia que mais cresceu foi a solar PV, sendo que em 10 anos cresceu 585% [2]. Este crescimento é explicado pela redução do custo

da tecnologia solar ao longo dos anos, e, consequentemente, tem vindo a atrair a atenção de investidores para a criação de parques solares fotovoltaicos.

Apesar de apresentar vários benefícios, a implementação destas FER variáveis no tempo em larga-escala apresenta novos desafios para os operadores dos sistemas electroprodutores, bem como aos próprios produtores de energia devido à variabilidade associada ao recurso primário deste tipo de energia. Esta variabilidade é causada pelas condições meteorológicas que influenciam a geração de energia. No caso do recurso solar existe igualmente dependência do ciclo diário associado ao movimento de rotação e translação da Terra.

Nesse sentido, entender de que forma a geração destas duas FER variáveis no tempo interagem entre si, pode permitir atenuar o impacto da variabilidade e melhorar a despachabilidade destas duas fontes de energia, através de uma possível complementaridade nos perfis de geração. A necessidade de compreender esta complementaridade tornou-se ainda mais relevante no contexto das recentes alterações legislativas, nomeadamente, o Decreto-lei (DL) nº 76 de 2019, [3], que introduziu o conceito de centrais híbridas.

De acordo com a legislação portuguesa, as centrais híbridas comportam diferentes tecnologias de geração e/ou tecnologias de armazenamento, não podendo, contudo, exceder, em qualquer instante, a potência máxima de injeção estabelecida na atribuição de exploração das centrais. Alguns benefícios são esperados especialmente quando diferentes recursos primários, complementares entre si, forem explorados, *e.g.*, irradiância-pluviosidade, irradiância-velocidade do vento recorrendo à mesma infraestrutura (*e.g.*, subestação). Para além dos benefícios para os produtores, esta solução permite a integração de FER sem requerer elevados investimentos em infraestruturas de rede suportados pelos consumidores.

1.2 Motivação para a complementaridade energética

A compreensão e exploração da complementaridade da geração eólica e solar PV podem representar uma oportunidade técnica e economicamente sustentável para aumentar a penetração destas fontes de energia nos sistemas electroprodutores (SE). No caso particular de Portugal, atualmente já se encontra prevista a implementação de centrais híbridas onde a complementaridade da geração é crucial para alavancar os níveis de produção de FER variáveis no tempo e incrementar a rentabilidade dos investidores [4]. Colateralmente, a massificação da exploração deste conceito pode permitir, por exemplo: i) auxiliar no cumprimento dos objetivos previstos no plano nacional energia e clima (PNEC) 2030 relativamente à capacidade instalada: tecnologia eólica – 9.3 GW e tecnologia solar – 9.0 GW [5]; ii) mais benefícios para a operação do SE, nomeadamente, através da promoção do efeito estatístico de alisamento de potência, usualmente designado por *power smoothing effect* [6] e iii) reduzir o elevado e moroso investimento em novas linhas de transmissão que seriam necessários para acomodar a geração dos novos parques eólicos/solar PV.

Apesar da instalação de centrais híbridas de origem renovável, recorrendo a energia solar PV e eólica, ainda não ter grande impacto a nível mundial, o mesmo tem levantado grande interesse e vários estudos têm sido realizados para analisar e compreender os seus impactos e os benefícios nos SEs [7][8]. Em Portugal, ainda não existe registo da aplicação deste conceito em parques eólicos/solar PV centralizados. Contudo, com o elevado recurso solar disponível no país, aliado ao atual custo de instalação de painéis solares PV, é expectável a implementação

em larga escala deste conceito uma vez que se pode aproveitar as várias infraestruturas e as subestações dos parques existentes para instalar uma central híbrida (PV + eólico).

Assim, recorrendo a dados com elevada resolução espacial e temporal, é importante identificar as potencialidades do ponto de vista técnico e económicos que podem advir da exploração deste tipo de centrais. Por exemplo, no que toca a garantia de potência, uma central híbrida pode não ser capaz de garantir o nível de operação requerido pelo sistema durante um determinado período devido à natureza estocástica das suas fontes primárias, neste caso vento e irradiância, e/ou devido à não existência de armazenamento de energia em alturas de excesso de produção.

Mesmo assim o caminho para a descarbonização dos SEs passa pela aposta nas FER variáveis no tempo, mas de uma forma mais sustentável e otimizada.

1.3 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se avaliar os benefícios técnico-económicos das centrais híbridas, em específico, a hibridização dos atuais parques eólicos em Portugal recorrendo à tecnologia solar PV. Nesse sentido, os objetivos são:

- i. Avaliar o perfil horário de geração do recurso eólico e solar, de forma separada e em conjunto;
- ii. Identificar as regiões que apresentam mais benefícios técnicos para explorar as centrais híbridas;
- iii. Indicar as configurações mais adequadas às centrais híbridas em Portugal com base em sobreequipamento dos atuais PEs
- iv. Apontar as configurações e localizações onde os ganhos por participação em ambiente de mercado de eletricidade são superiores a retribuição com base numa renumeração com tarifa fixa.

Para atingir os objetivos acima referidos serão executadas as seguintes tarefas:

- Utilizar dados horários de geração dos parques eólicos e solar PV para análise do perfil de produção;
- Efetuar uma análise técnico-económica dos parques eólicos híbridos em Portugal com base nos perfis de geração, através de parâmetros estatísticos comuns (*e.g.*, correlação, fator de capacidade, gradientes horários de produção), e do ponto de vista da previsão, avaliar os benefícios da complementaridade na participação em ambiente de mercado de eletricidade;
- Identificar com base nos parâmetros estatísticos das regiões em Portugal onde existem mais vantagens para explorar este tipo de conceito;
- Utilizar técnicas estatísticas para a análise dos valores da previsão e participação em mercado de eletricidade, de forma *i)* individual e *ii)* híbrida.

1.4 Disposição da dissertação

A estrutura desta dissertação é a seguinte:

Com base na literatura atual, no capítulo 2 é realizada uma caracterização dos recursos renováveis que serão analisados nesta dissertação, recurso eólico e solar PV, de forma separada e em conjunto. Também é explicado o conceito de centrais híbridas renováveis assim como as suas vantagens e desvantagens e os vários métodos para realização de previsões de produção. Por último, é explicado, de forma breve, o funcionamento do Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL), relativamente às partes de interesse do presente trabalho (mercado diário e de reservas).

No capítulo 3, são apresentados os dados e a metodologia usadas para a realização desta dissertação. No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos, com a aplicação da metodologia definida. Estes resultados, assim como a metodologia, apresentam-se divididos em três etapas complementares entre si: *i)* análise atual dos PEs; *ii)* análise conjunta dos recursos (eólico + PV); *iii)* e análise do sobreequipamento dos atuais parques eólicos com e sem previsão.

Por último, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões relativas a esta dissertação, assim como, algumas recomendações para futuros trabalhos.

Capítulo 2 – Revisão de Literatura

2.1 Caracterização do recurso solar PV e eólico

2.1.1 Recurso Solar

Desde sempre que a energia proveniente do sol foi utilizada, quer seja na sua forma luminosa, durante o dia, quer para propósitos térmicos. Nos dias de hoje, a exploração deste recurso endógeno renovável passa por converter essa mesma energia em energia elétrica, com tecnologia fotovoltaica ou solar térmica. Devido às suas várias formas de aproveitamento e ao seu potencial, a energia solar tem vindo a ser considerada como a FER mais promissora na próxima década nos SEs [9].

A radiação solar que chega a superfície terrestre é determinada por fatores astronómicos, no ciclo de dia-noite, efeitos sazonais, que dependem da própria latitude, assim como de efeitos excecionais como eclipses e o próprio clima. Apesar da sua variabilidade a radiação solar pode ser facilmente prevista em situações de céu limpo [10]. Deste modo, a radiação solar depende essencialmente da latitude da região e por isso o recurso solar anual disponível é maior nos países do sul da Europa comparativamente ao Norte da Europa, e consequentemente, existe um maior fator de capacidade, como mostra a Figura 2.1.

Relativamente à tecnologia de aproveitamento do recurso solar PV, a energia extraída de um módulo fotovoltaico é, aproximadamente, proporcional com a Irradiação Global (IR em W/m^2). A IR é a soma de três outras componentes, *i*) radiação direta do sol, *ii*) radiação difusa, radiação que é “espalhada” pelas nuvens ou por outras partículas presentes na atmosfera (aerossóis ou gases atmosféricos) e pela *iii*) radiação refletida pela superfície terrestre [10].

Apesar de todo o entendimento sobre o recurso solar e dos seus desenvolvimentos tecnológicos por forma a melhorar o seu aproveitamento, o facto de ser um recurso variável no tempo, acarreta novos desafios aos operadores de rede [11]. Como consequência, aumenta a necessidade de mais reservas de energia de forma a manter a rede estável. Assim, a crescente implementação de tecnologia de aproveitamento solar na rede vai aumentar as dificuldades dos Operadores da Rede (OR) para lidar com a sua variabilidade.

De forma a entender como se deve acrescentar tecnologia de aproveitamento solar de forma a tirar o maior proveito da rede, estudou-se em [12], um caso de um sistema elétrico europeu com apenas FER variáveis no tempo sem armazenamento, onde se concluiu que em casos de baixa penetração de FER a capacidade PV deveria ser instalada nos países do Sul da Europa e quando a penetração aumentava esta deveria ser instalada no Norte da Europa de forma a evitar excessos no Verão. Também concluíram que as alterações futuras no consumo, poderiam levar a uma distribuição diferente deste tipo de renováveis. De forma a aumentar a produção PV durante a alvorada e o crepúsculo e reduzir o pico do meio-dia, a instalação PV deveria ser distribuída entre os extremos Este e Oeste europeus. Em [13], concluiu-se que o efeito de suavização de potência¹, através da instalação da capacidade PV ao longo da Europa, seria

¹ Efeito designado na literatura por *power smoothing effect* consiste na suavização de potência, reduzindo as flutuações, através da correlação negativa entre a produção de parques FER dispersos espacialmente entre si, instalados numa zona de controlo[73].

extremamente limitado. Também se verificou que houve apenas produção durante, aproximadamente 5000h. Comparativamente ao fator de capacidade de cada uma das tecnologias, a produção solar apresenta um valor menor quando comparada a tecnologia eólica, uma vez que durante a noite não existe geração PV, contudo este valor pode aumentar com tecnologias de armazenamento, por exemplo com solar térmico.

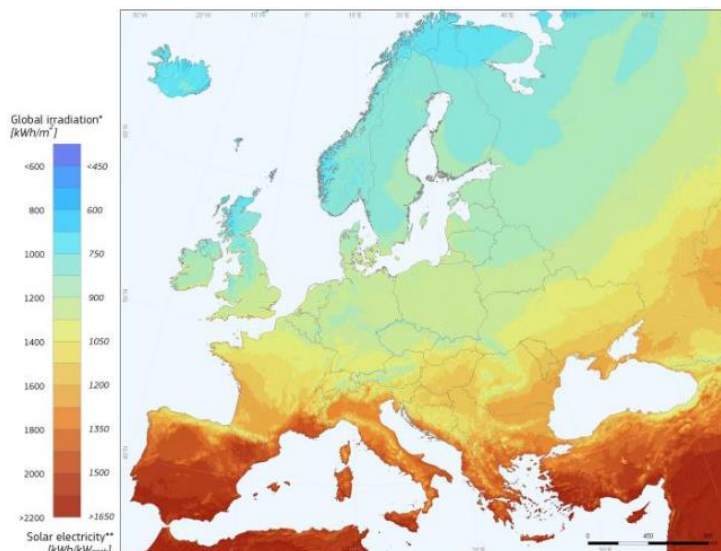


Figura 2.1- Potencial solar fotovoltaico para os países europeus [14].

2.1.2 Recurso eólico

O vento é um fluxo de energia na atmosfera terrestre que deriva de outras fontes de energia mais simples. Uma dessas fontes, o sol, aquece a superfície de forma não uniforme, criando diferenças de pressão na atmosfera sendo esta uma forma de criar potencial energético do vento. Estas diferenças de pressão causam distúrbios nas partículas presentes na atmosfera sendo que outras partículas de ar, se movem de forma a recuperar o equilíbrio da pressão. Simultaneamente, estas partículas são sujeitas a outras forças, como o atrito, a gravidade ou o efeito de Coriolis [15]. O resultado é um fluxo de vento variável espacialmente e temporalmente, podendo ter maior ou menor variabilidade consoante a região em questão.

Desta forma é necessário analisar este fluxo de vento de forma a conhecer o seu potencial. Em [16], foi analisado o número de horas equivalente à potência nominal (NEPs) europeu, durante 3 anos, de 2012 a 2014, sendo o resultado apresentado na Figura 2.2, concluindo que o maior potencial eólico, neste período localiza-se nas regiões *offshore* do Oceano Atlântico delimitado pela Islândia a Norte, a península Ibérica a Sul e a Noruega a Este. Nas regiões *onshore*, o maior potencial é sobre a Islândia, Ilhas Britânicas e a Dinamarca. Constata-se ainda que, as extensões do potencial eólico têm uma tendência para ser maior a Norte da Europa, excluindo os países da Escandinávia (Noruega, Suécia e Finlândia).

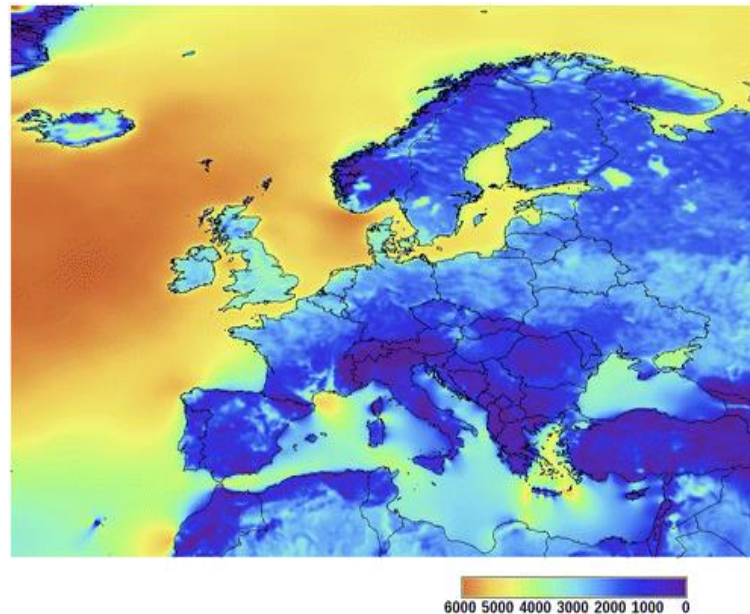


Figura 2.2- Somatório de NEPs, entre 2012 a 2014 [16]

Também foi estudado o fator de capacidade sazonal normalizado. Na região *offshore* o fator de capacidade médio foi de 0.51, com pico máximo em Dezembro e Fevereiro (0.61) e valor mínimo em Junho (0.39). Nas regiões *onshore* a média do fator de capacidade é bastante mais baixa de 0.21, com valor máximo, também, em Dezembro (0.38) e mínimo em Julho e Agosto (0.14).

Com a previsão de aumento da capacidade de tecnologia de aproveitamento eólico a ser instalada, prevê-se também um aumento da variabilidade associado à produção devido à natureza estocástica do recurso. Em [17], estudou-se a variabilidade da instalação de um PE, de 2.7 GW na Grã-Bretanha ou de quatro PEs com mesma capacidade em localizações amplamente dispersas entre si. Os autores concluíram que a instalação dos quatro PEs poderia reduzir a variabilidade até 36%, sendo este dado importante quando se pretende aumentar a penetração de energia eólica no SE. Em [18], estudou-se de que forma se poderia reduzir a variabilidade da potência eólica através da dispersão geográfica pelos países Nórdicos de PE, à escala horária. Concluiu-se que os efeitos de suavização de potência observados apresentam uma correlação que diminui com o aumento da distância entre as zonas. Um estudo idêntico foi realizado em [19], onde a área em estudo era a União Europeia. Nesta situação a variabilidade poderia ser reduzida caso se interligasse os vários países integrantes, aumentando a segurança de um sistema elétrico único a nível europeu. Um outro dado importante é que, de forma a melhorar a segurança do SE, seria necessário a existência de PEs em zonas que apresentavam baixo fatores de capacidade.

Em [13], estudou-se para o ano de 2014, a variabilidade do recurso eólico num cenário de interligação do sistemas elétricos os países da União Europeia. Concluiu-se que em mais de 8000h a potência eólica gerada era inferior a 10% da capacidade total instalada. Durante o período de inverno, a geração eólica conseguiria oferecer uma garantia de potência mínima de 9%, e superior a 21% em 90% do tempo. Também referenciam um efeito de suavização de potência maior, quando aumenta as distâncias dos parques interligados.

Apesar de uma possível redução da variabilidade no aumento da capacidade eólica instalada, a mesma continuaria a existir sendo por isso, a necessidade de haver mecanismos de *back-up* para colmatar as rampas na geração [17].

Devido a esta variabilidade que o recurso apresenta, torna-se difícil uma implementação de tecnologia de aproveitamento eólico, em larga escala, no sistema elétrico, tal como acontece com o recurso solar PV. A sua estocacidade adiciona uma maior complexidade na gestão do SE uma vez que, a geração tem de ser sempre igual ao consumo quase instantaneamente [20].

2.1.3 Energia eólica e solar em Portugal – recurso espacial e variação em diferentes escalas temporais

No que diz respeito ao recurso PV, na Figura 2.1 é possível observar que Portugal Continental apresenta um elevado potencial para a geração solar PV. Em [21], foi analisado o recurso solar e a sua variabilidade, utilizando dados fornecidos pelo IPMA (Instituto Português do Mar e Atmosfera). A Figura 2.3 mostra o mapeamento do valor médio anual da irradiância.

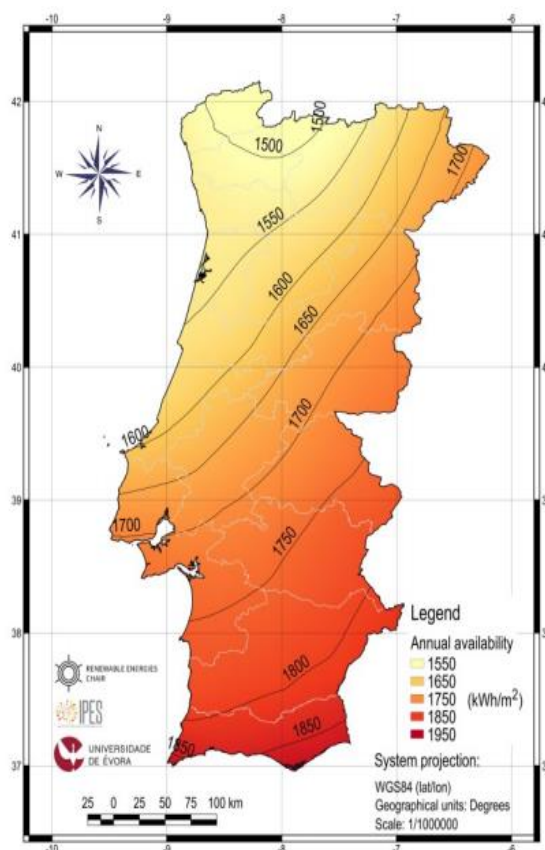


Figura 2.3- Irradiância média anual disponível para Portugal Continental em (kWh/m^2) [21].

Resultados indicam que existe maior disponibilidade de recurso na parte sul do rio Tejo, sendo que a variabilidade do recurso varia entre 1.6% a 5%, à escala anual. Em [22], foi usado o método SIMS – *Solar Irradiation Data Processing using estimator MatriceS* – para estimar o recurso solar. Este método estimou valores de irradiação anuais maiores para a zona sul de

Portugal sendo que, ao longo do mesmo, a irradiação global varia entre 1421,7 kWh/m²/ano até 2028,4 kWh/m²/ano.

Para o recurso eólico, em [23], foi desenvolvido e analisado um Atlas do recurso eólico, Figura 2.4. Neste Atlas foi usado um modelo numérico de mesoescala, com resolução espacial de 3 x 3 km e resolução temporal horária. O mapa representa o número de horas à potência nominal de um aerogerador típico de 2 MW. Neste caso o recurso apresenta uma elevada dependência da orografia com o maior potencial nas zonas montanhosas. Observa-se igualmente um elevado potencial na zona litoral, especialmente na região Oeste e no Sul de Portugal.

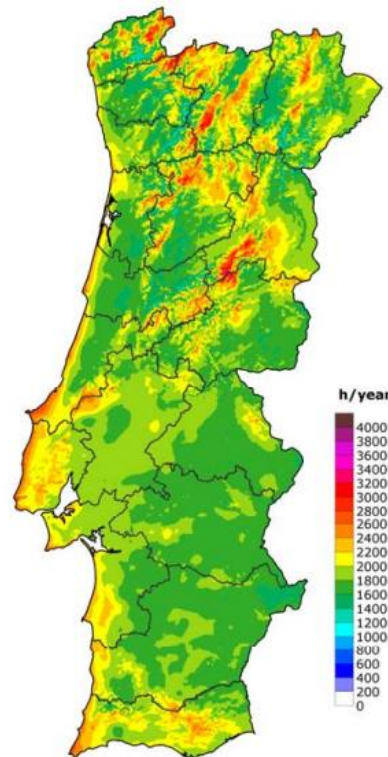


Figura 2.4- Número de horas equivalente à potência nominal para um aerogerador de 2MW [23].

Analisando os perfis diários de geração, tem-se no caso do solar PV, este varia em várias escalas temporais de ano a dias, sendo uma das principais razões, o movimento que o sol apresenta ao longo dos vários dias do ano. Contudo o principal problema é a previsão para um determinado lugar a uma determinada hora do dia, onde a presença de nuvens, por exemplo, vai induzir variações no irradiância incidente no painel solar podendo desencadear rampas na produção. Na Figura 2.5 são apresentados os perfis mensais, anuais e diários de geração solar PV nacional normalizados.

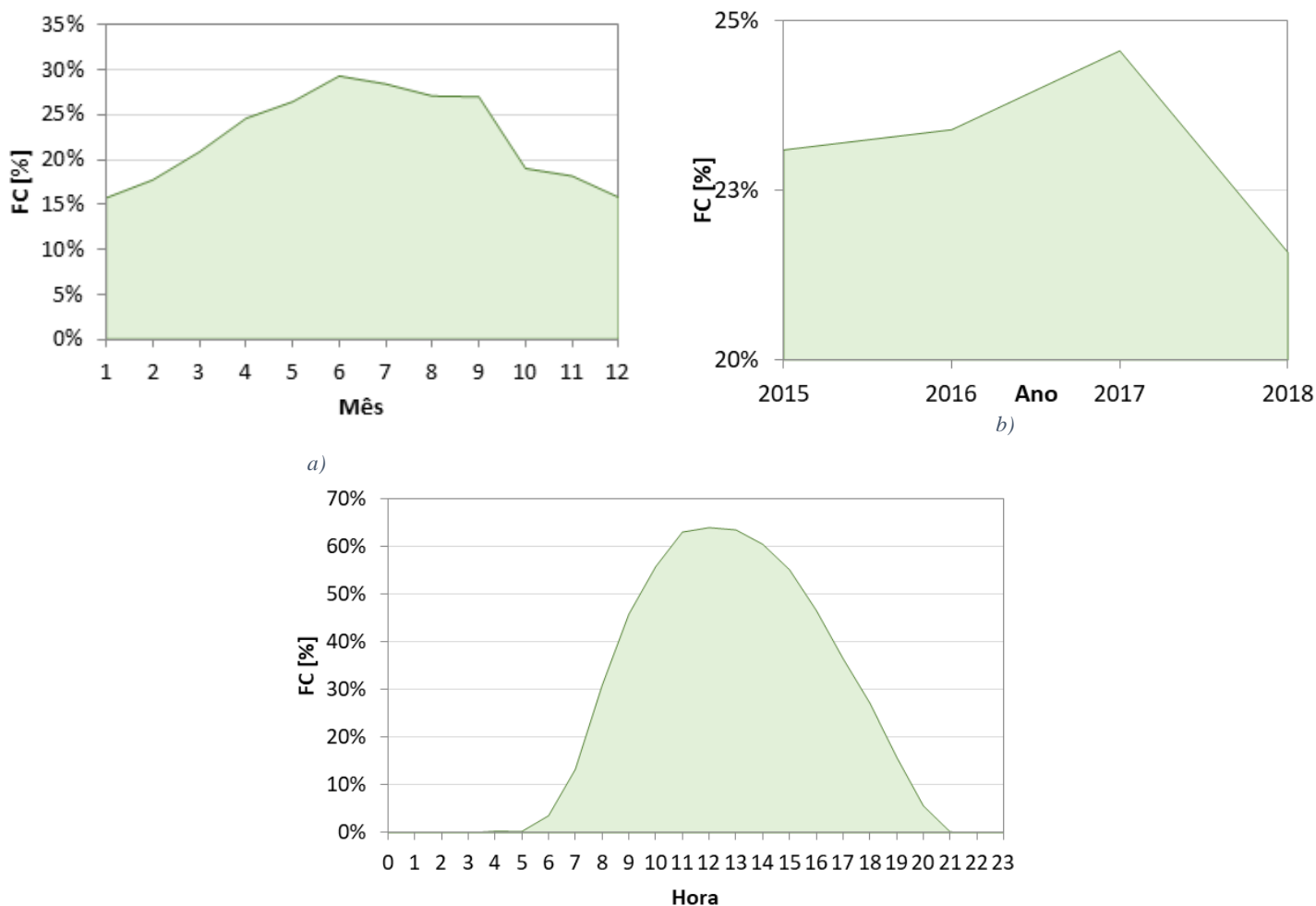


Figura 2.5 - Perfil a) mensal, b) anual e c) diário, normalizado, de geração solar entre 2015 e 2018 para Portugal Continental.

Assim como a geração solar, também a geração eólica apresenta comportamentos que variam nas mesmas escalas temporária já mencionadas. As razões para estas variações são as mais variadas, *e.g.*, a topografia do terreno ou se o parque se encontra próximo de uma região costeira. Neste último caso, é sentido o efeito de brisas marítimas, onde durante o dia, a temperatura em terra, mais elevada, causa uma diferença de pressão uma vez que a temperatura da superfície do oceano é menor. Esta diferença de pressão desencadeia uma circulação local. Também outros fatores como, a rugosidade do terreno e a formação geográfica do mesmo podem causar alterações na variabilidade do recurso eólico. Na Figura 2.6 apresentados os perfis mensais, anuais e diários de geração eólica nacional normalizados.

Impacto técnico-económico da agregação da geração de fontes de energia renováveis variáveis no tempo - o caso da energia eólica e solar fotovoltaica

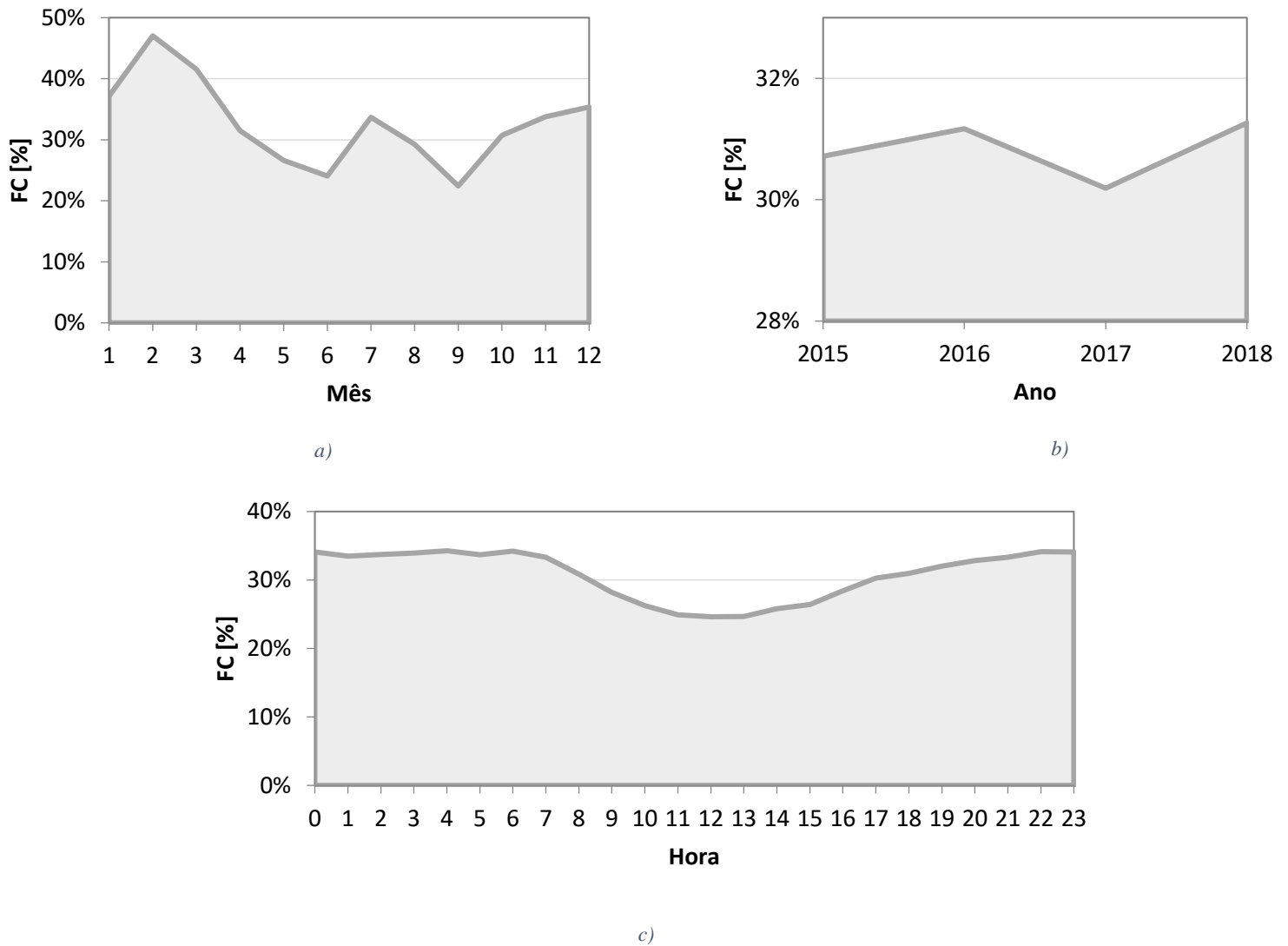


Figura 2.6-Perfil a) mensal e c) horário para a geração eólica, normalizada para o ano 2015 e b) anual, entre 2015 e 2018 para Portugal Continental

De uma forma geral, e com base nos perfis apresentados anteriormente, a radiação solar tende a ser mais intensa nas estações de Verão e Outono comparativamente às estações de Inverno e Primavera, podendo só pode ser aproveitada em período diurno. Comparativamente, o recurso eólico pode ser aproveitado durante as 24 horas do dia, apresentando ventos mais fracos durante o dia. Temos também que nas estações de Inverno e Primavera existe maior incidência de ventos mais fortes, comparativamente às estações de Verão e Outono [25]. Este comportamento denota um nível de complementaridade em diferentes escalas temporais, entre estas duas FER.

Uma das formas de se poder vir a tirar o maior proveito dos perfis de geração VRE, e, simultaneamente, das infraestruturas necessárias para ligação de um parque ao SE, maximizando a sua utilização, passa pela implementação de centrais híbridas, aproveitando os parques eólicos existentes. Neste novo tipo de parque existe produção eólica e solar ao mesmo tempo, sendo a energia aí gerada inserida na rede na mesma subestação (neste caso a subestação

eólica já existente), e, em todo o instante, a soma da produção destas duas fontes tem de ser menor ou igual à capacidade injetável contratualizada do PE. As centrais híbridas serão explicadas na próxima secção.

2.2 Complementaridade da geração de FER

Recentemente, vários estudos têm investigado a complementaridade temporal e/ou espacial entre diferentes FER e o seu potencial para acomodar a sua variabilidade [26]–[30]. Por complementaridade, duas abordagens diferentes podem ser consideradas: 1) a falta de geração na região X é complementada pela sua disponibilidade, no mesmo instante, na região Y , ou 2) a falta de geração de uma determinada tecnologia na região X é complementada na mesma região pela disponibilidade geração usando uma tecnologia diferente [31]. No contexto de sistemas/centrais híbridas, a segunda abordagem é a mais indicada e o grau de complementaridade é usualmente avaliado com base em dois tipos de metodologias: 1) a análise de correlação usando os coeficientes de Pearson, Kendall, autocorrelação e correlação cruzada, e 2) indicadores baseados na variabilidade como o desvio padrão e o gradiente de produção combinada [32]. Estas metodologias, apresentadas mais em detalhe na secção 3.2.2 Parâmetros para identificação da complementaridade temporal, podem ser aplicadas em diferentes escalas espaciais e temporais e têm como objetivo compreender como dois (ou mais) recursos energéticos se interligam aproveitando as suas diferentes características e criando sinergias para, quando comparadas com as opções baseadas numa só tecnologia, permitir, entre outros, mitigar a variabilidade das FER variáveis no tempo, incrementar a capacidade de geração nos pontos de interligação ao SE mantendo um fluxo de energia constante que permite uma utilização mais otimizada das estruturas atuais [31].

Sistemas híbridos

O potencial dos sistemas híbridos (eólico + solar PV), à escala de um país, tem sido analisado em detalhe em diversos trabalhos. Em [33], analisou-se a variabilidade da combinação entre a implementação de larga escala entre tecnologia solar e eólica, para a Suécia. Nesse trabalho conclui-se haver uma correlação negativa para as escalas temporais horária a anual. Em [34], utilizou-se o método de Monte Carlo para a análise da complementaridade em Itália. Concluiu-se haver a existência de uma complementaridade, nas várias escalas temporais, tendo obtido maiores valores de correlação negativa à escala mensal. Em [35], estudou-se a complementaridade para o sudoeste da Polónia. Os resultados apresentados indicam a existência de uma complementaridade à escala diária sendo mais evidente à escala e mensal. Contudo, é importante salientar que esta complementaridade, mesmo numa escala nacional, pode não ser satisfeita durante certas condições meteorológicas que importa caracterizar, de forma a assegurar a qualidade do fornecimento de energia e que os períodos de corte na produção (usualmente designado por *curtailment*) seja o mais reduzido possível [25] [36].

Para Portugal, em [37], foi estudada a variabilidade das várias FER e como estas se correlacionam. Concluiu-se existir uma correlação negativa nas várias escalas temporárias, tendo-se obtido valores de correlação de -0.88, à escala anual, e -0.24 para a escala horária. Concluiu-se, ainda, que o efeito de suavização de potência - *power smoothing effect* - permite reduzir a variabilidade causada pela produção eólica devido à dispersão geográfica dos vários parques, enquanto que para a penetração PV a baixa capacidade instalada faz aumentar o custo de regulação por MW instalado.

Centrais híbridas

Numa escala mais local, outra forma de aproveitar a complementaridade do recurso eólico e recurso solar passa pela aplicação de centrais híbridas. Estas centrais podem ser constituídas por FER, unidades de armazenamento e, em alguns casos, podendo ter uma fonte de energia não renovável associada. Inicialmente, as centrais híbridas atraíram a atenção da comunidade científica por combinarem os combustíveis convencionais com energias renováveis. Esta ideia tinha como base a redução do impacto ambiental dos combustíveis convencionais, e ao mesmo tempo, aumentar a penetração de FER na rede elétrica [38]. A principal vantagem, é que se consegue tirar proveito dos vários tipos de tecnologia de geração, podendo haver compensação das características individuais de uma determinada fonte por outra aí existente. Este tipo de parques também tem a necessidade de investimento significativo, sendo por isso a escolha do tipo de tecnologia de aproveitamento energético bastante importante. Uma má seleção do tipo de tecnologia a instalar pode levar a um elevado investimento *a posteriori*, de forma a alterar a capacidade instalada ou mesmo as tecnologias de aproveitamento energético [39].

Para além dos benefícios anteriormente mencionados, as centrais híbridas renováveis, PV + eólica, possibilitam igualmente:

- A possibilidade de otimizar o uso da rede, ao instalar mais capacidade autorizada no ponto de ligação à rede;
- A complementaridade das fontes permite um aumento do fator de capacidade e, se corretamente dimensionada, uma potência mais estável ao longo do tempo, gerando menos flutuações, podendo vir a dar alguma despachabilidade em determinadas alturas;
- Redução nos custos das infraestruturas, utilizando apenas um ponto de ligação à rede;
- Melhor aproveitamento do uso do solo, com o aumento da capacidade instalada por metro quadrado;
- Criação de sinergias locais para o desenvolvimento dos parques e na localidade em que estão inseridos [4].

Segundo [4], existem duas configurações para este tipo de centrais híbridas, Figura 2.7. Em qualquer uma das configurações o objetivo é maximizar o uso do ponto de ligação à rede por via do aumento da capacidade instalada [4].

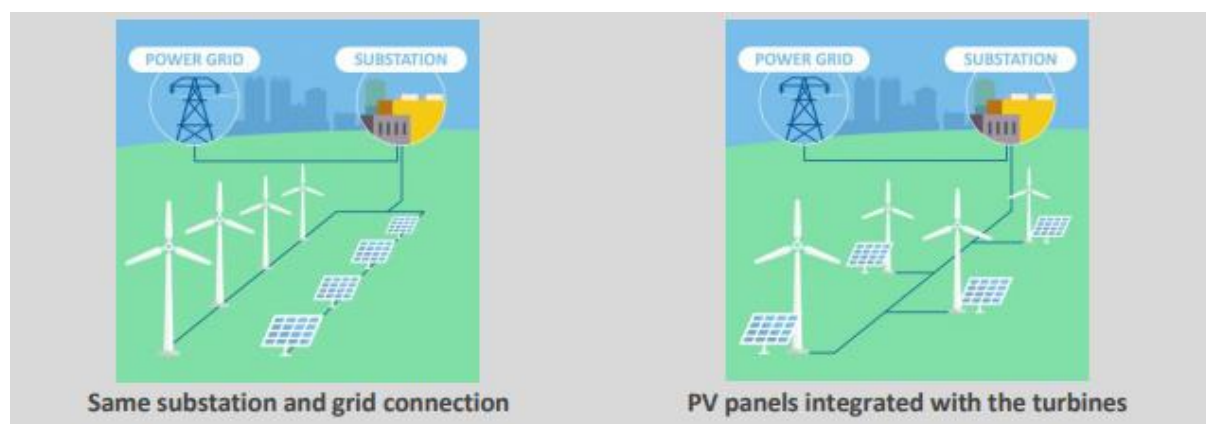


Figura 2.7- Configurações possíveis das centrais híbridas em termos de integração e operação das diferentes unidades de produção [4].

A primeira configuração é com ambos os sub-parques a partilharem a mesma subestação e o ponto de ligação à rede. Esta configuração é a que se encontra mais desenvolvida. Nesta configuração os sub-parques encontram-se localizados numa área próxima permitindo a redução dos custos de acesso, de operação e de manutenção. Por vezes, um dos sub-parques pode se encontrar mais afastado de forma a otimizar a geração PV, de forma a evitar o sombreamento causado pelas turbinas eólicas, ou mesmo por restrições orográficas e /ou de recurso disponível.

Neste caso, o gestor do parque tem de garantir que o parque está em conformidade com os códigos da rede (*network code*) no ponto de ligação de forma a simplificar a sua operação e manutenção. Quando existe uma “hibridização” do parque, isto é, a adição no centro electroprodutor já existente de novas unidades de produção que utilizem outras fontes primárias, só estas novas unidades terão de cumprir com os parâmetros da rede no momento em que foram acrescentados. Desta forma é necessário a existência de controlo diferenciado para cada tipo de tecnologia para cumprir com os parâmetros da rede.

A segunda configuração, não se encontra tão desenvolvida como a primeira, e é a integração dos painéis solares juntamente com as turbinas eólicas. A vantagem ao usar este tipo de configuração é que os inversores solares podem ser retirados quando um sistema de conversão total é instalado na turbina eólica minimizando o investimento necessário. Também apresenta as várias vantagens da primeira configuração, mas com algumas especificidades. A integração das duas tecnologias tira um melhor proveito do conversor, já que o mesmo se encontra mais tempo em situações de carga elevada. Um dos maiores problemas deste tipo de configuração é o sombreamento causado pela estrutura das turbinas eólicas que pode impactar negativamente na geração PV. Quando se pretende “hibridizar” um parque eólico esta configuração não é praticável, devido a questões de espaço e devido à limitação da capacidade do conversor nas turbinas eólicas.

2.3 Previsão da geração – técnicas de previsão

A variabilidade introduzida pelas FERs acarretam mais desafios aos Operadores do Sistema de Transmissão (OST's) na manutenção eficiente e com custos reduzidos do binómio procura/oferta de energia, especialmente em períodos de grande variabilidade (usualmente definidos por períodos de rampas). Neste sentido, a previsão da geração assume um papel crucial para lidar com esta variabilidade. Relativamente aos métodos de previsão estes podem ser classificados em vários grupos, nomeadamente: persistência; físicos; estatísticos; híbridos [40], Figura 2.8. Nesta dissertação recorreu-se às redes neuronais artificiais (RNA).

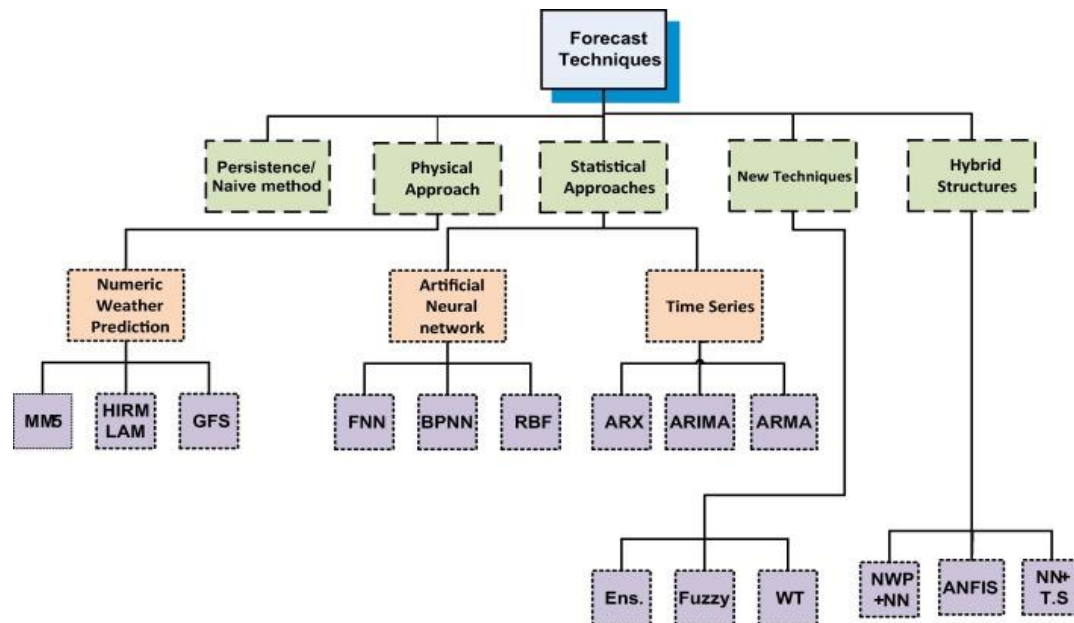


Figura 2.8- Classificação das várias técnicas de previsão [40].

2.3.1 Método de persistência

O método de persistência, é mais utilizado como uma ferramenta de análise da performance de um outro método de previsão, sendo este considerado um método de referência. Este método é utilizado neste tipo de situações pois o mesmo requer um baixo custo computacional já que este método considera que a previsão $t+1$ se mantém igual ao momento t [40].

2.3.2 Métodos Físicos

Os métodos físicos, diferenciam-se pelo recurso aos resultados obtidos através de modelos numéricos de previsão (*numerical weather prediction* - *NWP*). Estes modelos são baseados em equações matemáticas que descrevem o estado físico e a dinâmica da atmosfera [40], perante a dimensão do modelo é necessário uma grande capacidade computacional [41]. Os dados de entrada (*input*) para estes modelos, são dados meteorológicos da atmosfera assim como a localização geográfica, condições do terreno entre outros. Este tipo de modelo é tanto melhor quanto mais estável for as condições atmosféricas, sendo a sua precisão altamente afetada devido à variação dos parâmetros das variáveis meteorológicas [40]. Os resultados destes modelos consistem apenas em parâmetros meteorológicos sendo usualmente necessário acoplar métodos estatísticos.

2.3.3 Métodos estatísticos

Os métodos estatísticos usam técnicas de aprendizagem através de um conjunto de dados histórico para calibração de um modelo. Estes tentam minimizar os erros entre o valor previsto e o valor real [40]. Dentro das várias técnicas utilizadas estas podem ser separadas em 2 subgrupos: séries temporais e inteligência artificial (IA). No âmbito desta dissertação será dado maior ênfase às técnicas de IA.

2.3.3.1 Redes Neurais Artificiais (RNA)

Redes Neurais Artificiais, apesar de serem consideradas IA's, não são programadas para fazer uma função específicas como, os braços robóticos que estão programados apenas para certos movimentos/funções, em vez disso são “treinadas” de acordo com conjuntos de dados históricos, até aprenderem a melhor resposta para esse conjunto de dados. Após o processo de treino é possível aplicar a RNA a um conjunto de dados diferentes possibilitando avaliar o seu desempenho.

Este método assemelha-se bastante à capacidade de aprender dos humanos dando assim origem ao seu nome. O que acontece é que uma RNA não necessita de ter informação sobre o sistema em que está a operar, sendo que a própria rede tende a aprender a relação entre os vários parâmetros de entrada e de saída. Esta forma de interagir das RNA é bastante idêntico a um modelo de “*blackbox*”. Para auxiliar neste processo de aprendizagem, uma RNA é constituída por um conjunto de pequenas unidades de processamento, neurónio, interligadas de forma individual. A informação contida em cada unidade é passada ao longo de várias interconexões (camadas) existentes na rede. Cada conexão na rede consiste em dois valores, o valor de entrada e o “peso” dessa mesma unidade. O valor final que se obtém depende da soma de todas as interconexões [42]. Na Figura 2.9, é apresentado um esquema de como uma rede neuronal se apresenta.

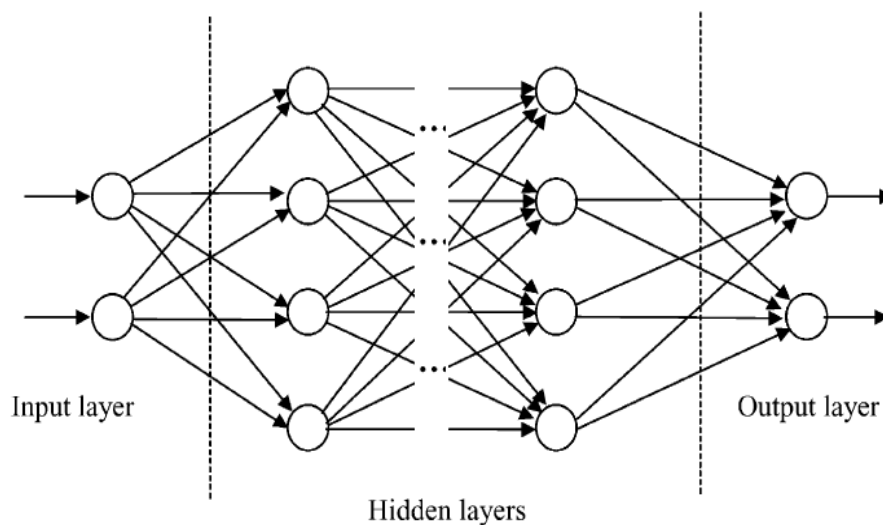


Figura 2.9- Esquema de uma RNA com múltiplas camadas [42].

Como apresentado na Figura 2.9, normalmente uma rede neuronal consiste numa camada de entrada, onde são apresentados os parâmetros de entrada, algumas camadas “escondidas”, onde a informação é filtrada, e a camada final onde estão os resultados a atingir com base nos dados de entradas. De forma simples, cada neurónio está interligado com todos os neurónios da camada anterior, através de pesos sinápticos, que se podem alterar [42]. Estes pesos são alterados à medida que os dados de entrada são apresentados à rede e à medida que existem desvios do valor pretendido, desta forma a rede adapta-se para reproduzir o resultado pretendido.

A Figura 2.10 mostra como uma informação é processada por cada interseção, na camada escondida. Em cada neurónio existe dois processos, a primeira parte consiste na função soma

onde se obtém um valor associado ao neurónio, a segunda parte consiste na “ativação” do neurónio. Nesta última parte, o valor que foi obtido na primeira parte é reduzido a um intervalo mais pequeno sendo que este valor agora gerado será o valor final do neurónio [43].

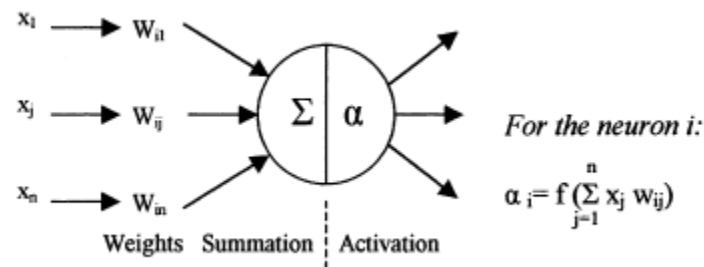


Figura 2.10- Esquema do processo de informação num neurónio da RN [42], onde x representa os dados de entrada

2.4 Mercado de Eletricidade - Diário e de Reservas

A criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), através de um acordo entre Portugal e Espanha, visou a liberalização do setor da eletricidade, aumentando a concorrência entre os agentes do mercado numa escala Ibérica. Isto leva a um incentivo do desenvolvimento tecnológico e de gestão das tarifas energéticas [2]. Outro objetivo na criação deste mercado foi o crescimento da implementação de energias renováveis assim como o intercâmbio energético entre os dois países.

O MIBEL engloba dois tipos diferentes de Mercado elétrico: o Mercado Grossista de Eletricidade e o Mercado Retalhista. O primeiro têm associado a atividade de produção de energia em regime de mercado [45], enquanto que o segundo está associado ao processo de liberalização do setor elétrico, onde é permitido ao consumidor escolher o seu fornecedor de energia [46].

Neste sentido, para que haja um bom funcionamento do mercado, foi necessária a aplicação de alguns critérios estruturais. Para tal, o preço da energia em mercado não é fixo, sendo que ao longo do dia terá 24 preços, um preço para cada hora do dia resultantes da sessão de mercado diário, inserido no mercado grossista. Este mesmo preço é encontrado através da ordenação crescente dos preços de oferta de venda (curva de oferta) e de forma decrescente os preços de oferta de compra (curva de procura) para a mesma hora [47][48]. A Figura 2.11 representa de forma gráfica como é encontrado o preço da energia para cada hora.

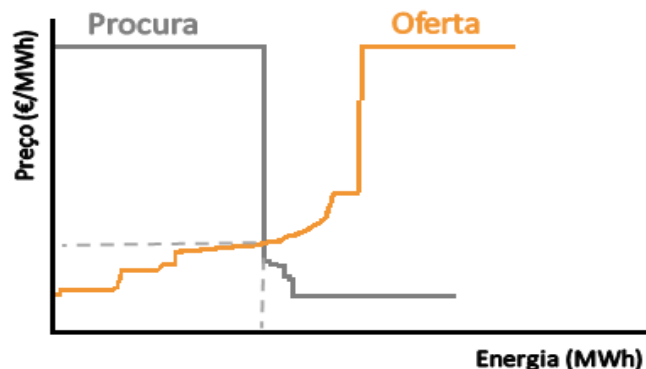


Figura 2.11- Representação gráfica de como é obtido o preço energético para cada hora [47]

Sendo que a operação do SE depende diretamente das previsões de geração de energia, no mercado do dia seguinte do MIBEL. Estas previsões servem maioritariamente para que o operador da rede consiga otimizar o uso das centrais convencionais. A maior parte dos mercados de eletricidade requerem, as 12h do dia D , a previsão da produção de eletricidade para as 24 horas do dia seguinte (dia $D+1$) de todos os produtores quer a sua produção seja proveniente de centrais despacháveis, facilmente reguláveis, quer seja de centrais de fontes de energia estocástica. No entanto, qualquer os sistemas de previsão atuais ainda apresentam erros significativos, especialmente para horizontes temporais mais significativos, Figura 2.12.

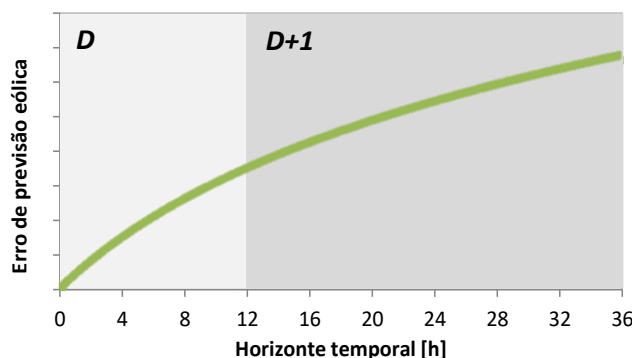


Figura 2.12- Dependência do erro da previsão eólica em função do horizonte temporal.

Os erros de previsão causam um desequilíbrio na rede e criam a necessidade de recorrer, por exemplo, a centrais convencionais, como reserva. O recurso a estas reservas operacionais tem um custo associado, designado de *Balancing Cost* [49]. Sendo que este custo está inerente ao mercado de reservas, que serve para equilibrar a necessidade de oferta com a procura. Vários fatores são utilizados para o cálculo deste valor, sendo, o já mencionado, o erro de previsão o principal fator, outros fatores como, *i*) a capacidade de FER variáveis instalada, *ii*) os erros de previsão do lado da geração e do lado do consumo [50].

Capítulo 3 – Dados e Metodologia

3.1 Dados

Para este estudo foram consideradas as localizações geográficas de 224 dos 232², a Figura 3.1, mostra a localização geográfica dos vários PEs existentes em Portugal Continental, recorrendo a dados *i*) simulados através de modelação numérica de mesoescala – componente eólica – *ii*) de satélite – componente solar – com uma resolução temporal horária para os anos de 2015 e 2016.

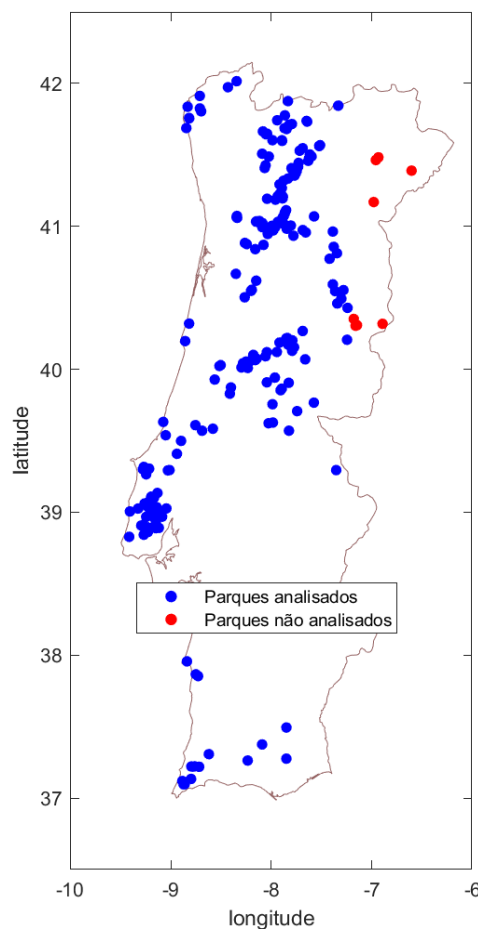


Figura 3.1- Localização dos vários PEs em Portugal Continental

3.1.1 Componente eólica

Através da escolha dos locais de análise, foram então obtidos os valores da velocidade do vento para uma altura de 100 metros acima do nível do solo, através de um modelo de mesoescala. O modelo numérico de mesoescala foi calibrado para a região em análise no que diz respeito: as parametrizações físicas do modelo; aos dados meteorológicos de condição inicial e de fronteira; e aos esquemas de assimilação de dados [51]. A utilização inicial deste modelo serviu para analisar o potencial eólico *offshore*, da costa portuguesa, tendo sido adaptado para

² Não foi possível obter dados da velocidade do vento com a mesma resolução espacial e temporal em todos as localizações tendo-se optado por não considerar estes PEs nesta dissertação.

onshore. Este modelo tem valores médios de correlação de 0.83 (entre o valor simulado e o valor real), sendo que em algumas localizações dos PEs chega a ter correlação de 0.99.

3.1.2 Componente solar

Os dados da componente solar foram obtidos recorrendo aos dados disponibilizados na ferramenta *online* PVGIS [52]. O método de avaliação de radiação utilizada para aquisição dos dados foi o *Satellite Application Facility on Climate Monitoring* (CMSAF) [53], [54], por se tratar de uma região europeia onde estudos de validação demonstraram um nível de precisão elevado desta base de dados [55], [56]. Os dados foram recolhidos para as várias localizações dos PEs existentes, onde se considerou os valores azimutais e de declive otimizados para maximizar a energia anual produzida. Considerou-se ainda, que a tecnologia dos vários painéis era de silício monocristalino, com um valor instalado de 1 KWp³. Por simplicidade foram negligenciadas as perdas dos painéis, assim como a área que ocupariam.

3.2 Metodologia

A metodologia desta dissertação divide-se em três partes apresentadas na Tabela 3.1:

Tabela 3.1- Várias partes da metodologia aplicada.

Parte 1	Desempenho e características dos atuais PEs considerando que todos apresentam uma capacidade nominal de 20 MW
Parte 2	Complementaridade entre os recursos eólico e solar considerando a hibridização dos atuais PEs
Parte 3	Sobreequipamento dos atuais PEs - esta análise é feita de duas formas <i>i)</i> através de um aumento da capacidade eólico e/ou solar PV e <i>ii)</i> através da previsão da produção.

Para a primeira fase da metodologia, estudou-se o desempenho dos atuais PEs considerando uma capacidade instalada igual entre todos por forma a facilitar a comparação entre os mesmos, escolheu-se o valor de capacidade de 20 MW por ser, aproximadamente, a média nacional por PE. Esta análise, realizada após converter os dados da velocidade do vento em potência, consiste na determinação de parâmetros estatísticos relevantes para caracterizar o desempenho de cada PE.

A segunda fase consiste na análise de vários parâmetros estatísticos de forma a compreender como a tecnologia eólica e solar, se complementam. Os parâmetros analisados foram: a correlação, correlação cruzada, índice energético e flutuações (rampas de produção). Por forma a compreender melhor como alguns destes parâmetros influenciam cada parque, foi feita uma normalização de cada parque para 20MW. Também foi realizada uma análise por agrupamentos (*clusters*) por forma a detetar se é possível relacionar os parâmetros analisados com determinadas regiões geográficas em Portugal.

³ Para efeitos de aumento da capacidade solar, considerou-se um aumento proporcional ao já obtido, ou seja, para 20 MW seria $1\text{kW} \times 20000$.

Na terceira e última fase, pretende-se compreender o impacto gerado pelo incremento da capacidade eólica ou solar ou ambas nos PEs atuais mantendo a potência de injeção na rede atribuída na licença de produção preexistente, como estabelecido na legislação portuguesa. Neste caso, e como mencionado anteriormente, a potência de injeção considerada foi 20 MW. No primeiro método de análise do sobreequipamento do PE, é realizado um aumento linear de capacidade, permitindo comparar diferentes configurações de cada PE e compreender o seu impacto tecno-económico. No segundo método, considerando as diferentes configurações de sobreequipamento, analisou-se os erros de previsão (Viés, erro médio quadrático - RMSE – *root mean square error* - e correlação) e os desvios que os mesmos causam em ambiente de mercado para cada PE. Uma vez que se trata de muitos parques foi selecionado um conjunto de parques reduzido tendo-se realizado a análise apenas para estes PEs, devido à capacidade computacional disponível para o mesmo.

Para a execução destas várias etapas da metodologia, mais bem exemplificados nos sub-capítulos seguintes, recorreu-se às várias ferramentas disponíveis em MATLAB.

3.2.1 Geração atual dos PEs

A Figura 3.2 resume todo o processo aplicado nesta primeira fase da metodologia.

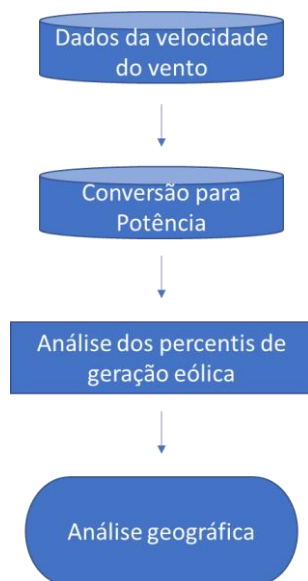


Figura 3.2- Representação esquemática dos vários passos para caracterização do desempenho dos PEs atuais.

Com base nos dados da velocidade do vento para cada PE foi feita uma conversão dos mesmos para a potência correspondente. Para tal recorreu-se a curva de potência de uma turbina eólica de 2 MW, representada na Figura 3.3, ajustando a curva da mesma aos diferentes valores da velocidade do vento. A curva de potência selecionada corresponde a turbina eólica mais aplicada em Portugal - Enercon E82. De acordo com a curva de potência teórica disponibilizada pelo fabricante, as velocidades operacionais do vento variam de 2 m/s (velocidade de *cut-in*) a 25 m/s (velocidade de *cut-out*), atingindo a potência nominal aos 13 m/s.

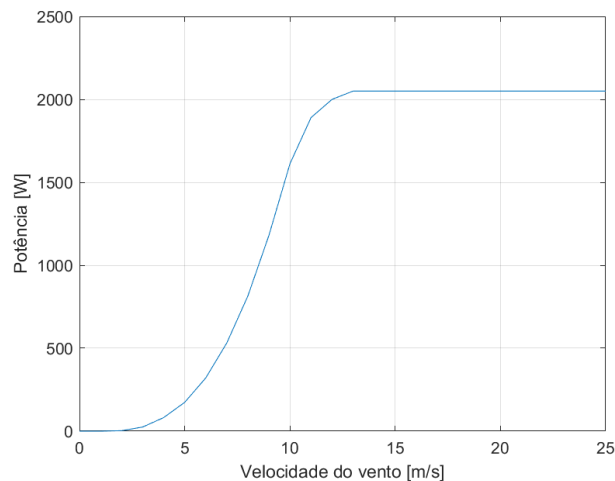


Figura 3.3- Curva de potência da turbina eólica considerada neste trabalho.

Após esta conversão foi realizada uma normalização dos valores com base na potência nominal da turbina, seguida pela multiplicação da capacidade nominal parque (CNP)⁴, equação (1). Desta forma têm-se os valores de produção de cada PE.

$$Potência\ parque(t) = \frac{Potência\ vento\ (t)}{Potência\ nominal\ da\ turbina} * CNP \quad (1)$$

Após o cálculo da *Potência parque*, para cada um dos parques, é então possível compreender o desempenho dos PEs. Para tal recorreu-se a determinação dos percentis de produção, que permitem compreender a percentagem de tempo de produção num determinado nível, [57]. Nesta dissertação, optou-se por analisar os seguintes critérios para cada PE:

- i) identificação do percentil temporal onde o valor da potência nominal do PE é atingido, *i.e.*, percentagem do tempo em que um PE se encontra a operar abaixo da potência nominal;
- ii) percentagem de tempo a que cada PE se encontra a operar num nível extremamente reduzido. Neste caso optou-se por considerar um valor de 2% da sua capacidade nominal.

3.2.2 Parâmetros para identificação da complementaridade temporal

Os seguintes sub-capítulos definem e explicam quais os parâmetros que foram estudados para a análise da complementaridade. A Figura 3.4 resume os vários passos efetuados nesta etapa.

⁴ O valor médio de capacidade nominal dos parques eólicos atualmente em Portugal Continental é 22.6 MW. Nesse sentido, optou-se por arredondar e considerar CNP igual a 20 MW.

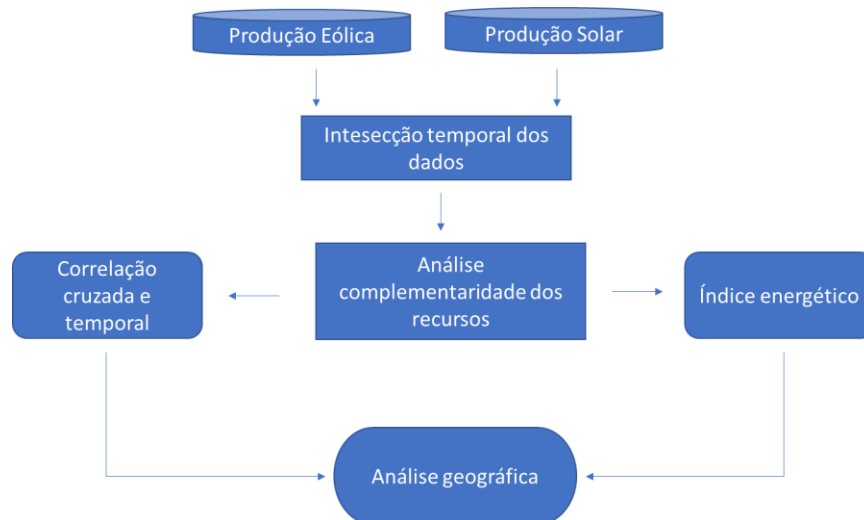


Figura 3.4- Representação esquemática do resumo dos vários passos no estudo da complementaridade da produção eólica e solar PV.

3.2.2.1 Correlação de Pearson

O parâmetro da correlação mede o grau de dependência linear entre duas variáveis. Este parâmetro é de extrema importância neste trabalho, pois permite analisar de que forma a produção de ambas as fontes em análise, eólica e PV, se complementam. A correlação tem a vantagem de ser independente do intervalo temporal e mesmo do número do conjunto de dados, podendo ser analisado em várias escalas temporais. De forma a compreender a complementaridade entre estes dois recursos, ao longo do ano foi também realizado o estudo sazonal para as várias estações do ano.

A forma de correlação aplicada neste trabalho, foi a Correlação de Pearson (C_p) uma vez que, é a correlação mais usual na literatura atual sobre este tópico [58], sendo que o valor da mesma está sempre entre o seguinte intervalo de valores $[-1,1]$. Uma correlação positiva indica que as séries temporais se encontram em fase não existindo complementaridade temporal da geração. Por outro lado, uma correlação fortemente negativa apresenta o valor de -1 indicando que as séries estão em oposição de fase – situação ideal de complementaridade temporal, Tabela 3.2 .

Tabela 3.2- Interpretação dos coeficientes de correlação [59].

Comportamento	Intervalos de correlação	Variabilidade do recurso
Similar	[0.9, 1.0]	Muito similar
	[0.6, 0.9[Similar
	[0.3, 0.6[Moderadamente similar
	[0.0, 0.3[Pouco similar
Complementar	[-0.3, 0.0[Pouco complementar
	[-0.6, -0.3[Moderadamente complementar
	[-0.9, -0.6[Complementar
	[-1.0, -0.9[Muito complementar

A correlação de Pearson pode ser calculada usando a expressão apresentada em equação (2).

$$C_P = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

Onde n é o número total de amostras, x_i e y_i são os pontos individuais em análise e \bar{x} e \bar{y} são os valores médios das duas variáveis em análise (produção eólica e solar PV).

3.2.2.2 Correlação Cruzada

A correlação cruzada é bastante idêntica à Correlação de Pearson medindo, também, o grau de dependência entre duas variáveis. A diferença é que neste tipo de correlação uma das variáveis é fixada no tempo enquanto a outra vai variando no tempo, num período de horas - h . A equação (3) representa a fórmula de cálculo para este tipo de correlação.

$$CC(h) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) * [(y_i - h) - \bar{y}]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n [(y_i - h) - \bar{y}]^2}} \quad (3)$$

Este parâmetro é de extrema importância pois permite determinar a correlação linear entre duas séries temporais considerando um desfasamento temporal - h , que neste caso varia de -24 a 24 horas, inclusive [58]. No caso particular desta dissertação, através deste parâmetro estatístico é possível determinar o desfasamento temporal para o qual se verifica maior correlação de um recurso em relação ao outro, à escala horária.

3.2.2.3 Índice de complementaridade

O índice de complementaridade (I) utilizado neste estudo, é uma adaptação do que foi utilizado em [32] e [60], equação (4)

$$I = I_e \times I_t \times I_a \quad (4)$$

Onde I é o índice de complementaridade entre as duas fontes de geração, I_e é o índice de complementaridade energético - *energy-complementary index* - que relaciona os valores médios energéticos das duas fontes, I_t é o índice de complementaridade temporal - *time-complementary index* - onde é avaliado o intervalo temporal entre os mínimos e máximos da produção e por último I_a é o índice de complementaridade da amplitude - *amplitude-complementary index* - que relaciona a amplitude de produção das duas fontes.

O índice apresentado em [60] resulta do produto de três índices, que podem ser aplicados individualmente. De modo a ir ao encontro do objetivo desta dissertação, que se concentra apenas no lado da oferta de energia, optou-se por considerar apenas o índice I_e após modificações que emergiram com o decorrer da presente dissertação.

O índice que será adaptado, encontra-se expresso na equação (5).

$$I_e = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_e - E_s}{E_e + E_s}\right)^2} \quad (5)$$

Onde E_e é o valor total da produção eólica no período em análise e E_s é o valor total de produção solar no período de análise. A alteração aplicada passa pela normalização da soma das energias de forma individual, ou seja, uma normalização para a soma eólica e uma normalização para a soma solar. O que esta ligeira alteração vai provocar é que enquanto os índices, normalmente, utilizam um período de um ano, de análise, esta adaptação permite que o intervalo de tempo utilizado possa variar entre horas a anos (os autores só testaram o índice original para 1 ano). Outra alteração importante é que ao fazer-se a normalização dos dados, o valor da potência instalada, de qualquer fonte, deixa de ter impacto (por exemplo, se a produção eólica fosse muito maior que a produção solar o valor do índice seria próximo de 0), uma vez que se faz a soma da energia normalizada, por fonte. Neste caso temos um índice independente da capacidade instalada e independente do período de análise. A nova formulação do índice encontra-se na equação (6).

$$I_{ea} = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_{ne} - E_{ns}}{E_{ne} + E_{ns}}\right)^2} \quad (6)$$

Onde E_{ne} é o valor total da produção eólica normalizada ao valor máximo de geração período em análise e E_{ns} é o valor total de produção solar normalizado ao valor máximo de geração no período de análise. Este índice apresenta valores entre 0 e 1, sendo que quando o mesmo é 1, significa que a produção de ambas a fonte, de forma normalizada, é idêntica. Quando o valor é 0 significa que só houve a produção de uma das fontes. Assim, este índice permite analisar a produção de ambas as fontes e detetar as localizações onde a geração eólica e solar apresentam níveis de geração idênticos no período em análise.

3.2.2.4 Agrupamentos dos parques (Clusters)

De forma a compreender melhor como varia a complementaridade ao longo de Portugal, nomeadamente, se existe regiões mais propícias para exploração dos benefícios da complementaridade, uma técnica estatística de agrupamento de dados foi aplicada aos dados horários normalizados de potência (eólica e solar PV). Desta forma é possível identificar e agrupar as localizações que apresentam um perfil de produção de energia idêntico entre si e que ao mesmo tempo são dissimilares dos restantes agrupamentos.

Para tal foi utilizado o algoritmo de agrupamento não-hierárquico K-Means [61]. Este algoritmo, atribui a cada conjunto de dados, neste caso cada local, a um determinado agrupamento, sendo que o número de agrupamentos - K - é previamente escolhido [62].

Dos vários métodos existentes na literatura para avaliação do valor ótimo de K , optou-se pela utilização do critério de Davies-Bouldin. Este critério pode ser usado para encontrar o número ideal de agrupamentos, ao analisar a similaridade dos mesmos supondo que têm uma densidade de dados que é uma função decrescente em relação a distância de uma determinada característica (neste caso produção solar e eólica) [63], ou seja, quanto mais idêntico são as características do agrupamento menor é o valor da função. Usualmente, esta técnica utiliza a distância euclidiana que tende a valorizar a magnitude dos sinais em vez dos comportamentos temporais que se pretende analisar nesta dissertação[64]. Assim, e de forma a existir uma maior similaridade no perfil de geração dos vários parques e não na sua intensidade, optou-se por utilizar a distância de correlação. A Figura 3.5, mostra como este algoritmo organiza o conjunto de dados consoante a distância entre os mesmos para as várias possibilidades de agrupamentos.

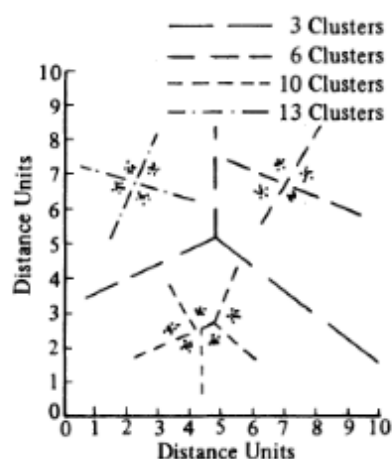


Figura 3.5- Avaliação do número de agrupamentos (clusters) de acordo com a distância e quantidade segundo o critério de Davies-Bouldin [63].

Devido ao número considerável de parques/localizações em análise, e ser difícil o estudo individual do mesmo, optou-se por fazer a seleção de um parque por agrupamento para uma análise mais exaustiva de alguns parâmetros aplicados nesta dissertação. O parque escolhido para este efeito, é aquele se que encontra mais perto do centroide de cada agrupamento que, para efeitos de simplicidade, serão designados de “parque representativo”.

3.2.3 Estudo do Sobreequipamento

O objetivo do estudo do sobreequipamento pretende identificar o impacto do acréscimo progressivo de capacidade PV, eólica ou de ambas nos atuais parques eólicos. A Figura 3.6 resume todo o processo que foi elaborado nesta fase.

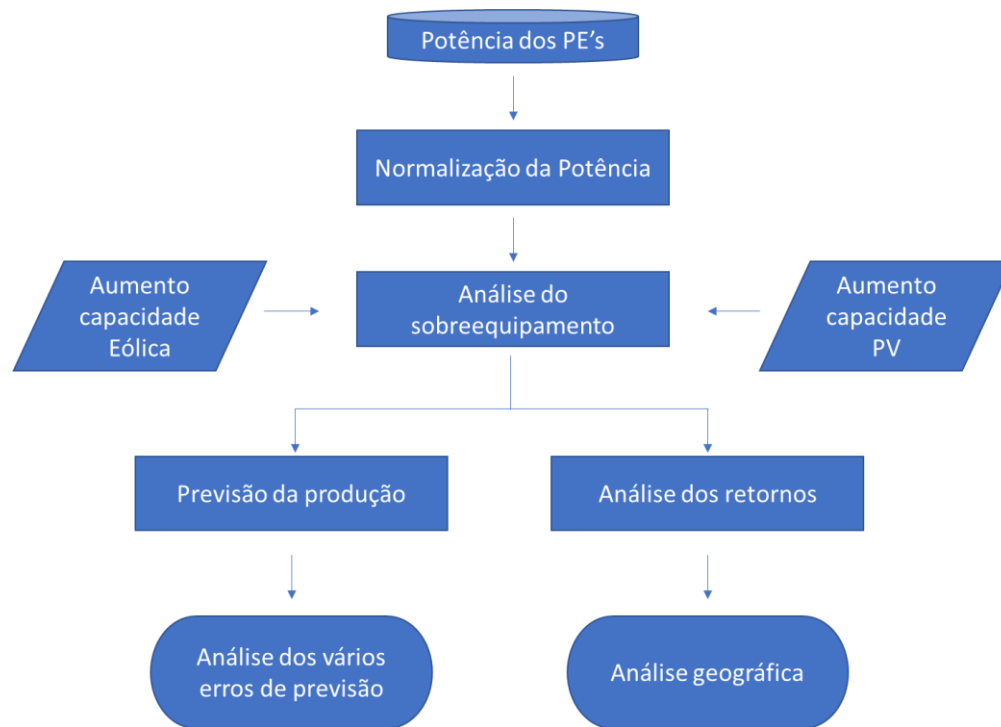


Figura 3.6- Representação esquemática dos vários passos no estudo do sobreequipamento.

De seguida apresenta-se de forma detalhada os vários passos implementados para avaliar diferentes aspetos do sobreequipamento dos atuais parques eólicos.

3.2.3.1 Avaliação do aumento de capacidade eólica e/ou solar PV

As configurações de sobreequipamento escolhidas foram, acréscimo de mais:

- 50% de capacidade eólica e 0% solar (10MW eólica, 0MW PV) – capacidade total instalada 30 MW;
- 100% de capacidade eólica e 0% solar (20MW eólica, 0MW PV) – capacidade total instalada 40 MW;
- 0% de capacidade eólica e 50% solar (0MW eólica, 10MW PV) – capacidade total instalada 30 MW;
- 0% de capacidade eólica e 100% solar (0MW eólica, 20MW PV) – capacidade total instalada 40 MW;
- 50% de capacidade eólica e 50% solar (10MW eólica, 10MW PV) – capacidade total instalada 40 MW;
- 100% de capacidade eólica e 100% solar (20MW eólica, 20MW PV) – capacidade total instalada 60 MW.

Importa referir que *i)* o aumento da capacidade do parque não aumenta a capacidade de escoamento do mesmo, ou seja, neste estudo, a potência máxima de cada parque em cada instante, é 20 MW, independentemente da configuração utilizada, e *ii)* o valor representativo

da capacidade de cada tecnologia é obtido através da multiplicação da série original pelo valor da capacidade considerado. Por fim, é também salientar que se considera os valores de energia injetada na rede e que devido às limitações da aproximação considerada, não se considera o efeito de suavização a potência aquando do aumento da capacidade através da instalação de turbinas eólicas espacialmente dispersas entre si.

O aumento da capacidade instalada, que naturalmente causa um aumento do fator de capacidade (FC), se não for realizado de forma adequada, é de se esperar igualmente elevados períodos de excessos de produção, isto é, momentos em que o parque produz mais do que aquilo que pode injetar na rede. Isto leva a cortes na produção - *curtailment*, que não é renumerada, exigindo mecanismos de controlo de todos os sistemas de produção dentro do PE/central híbrida.

Adicionalmente, um dos maiores problemas com as energias renováveis variáveis no tempo, é a sua variabilidade, que importa quantificar e avaliar no âmbito do conceito das centrais híbridas. Este problema é mais acentuado à medida que a quantidade deste tipo de energia renovável é instalada no sistema elétrico [20]. Devido a esta variabilidade, o perfil de produção do parque/central fica sujeito a períodos de variação acentuada de produção, usualmente designadas por rampas de produção. Desta forma, detetar o número de ocorrência das mesmas nas várias configurações de sobreequipamento é crucial. Para quantificar esta variabilidade, neste trabalho, é utilizado o método de taxa de variação horária da produção (usualmente designado por *step-change*) uma vez que é um dos parâmetros mais comum para análise de flutuações [59]. Este método corresponde à diferença entre a energia produzida num determinado tempo t , pela energia produzida no tempo $t + \Delta t$, podendo Δt ser positivo ou negativo. No âmbito desta dissertação Δt terá sempre o valor de uma hora, de forma a analisar as rampas horárias, como mostra a equação (7).

$$\text{Flutuação}(t) = E(t) - E(t + \Delta t) \quad (7)$$

Outro parâmetro analisado, que permite analisar a variabilidade das diferentes configurações, é o desvio padrão, equação (8):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Flutuação}(t) - \overline{\text{Flutuação}})^2}{N - 1}} \quad (8)$$

Onde N é o número total de horas em análise e μ é o valor médio da produção no período em análise.

3.2.3.2 Participação no mercado de eletricidade

A análise da participação em ambiente de mercado de eletricidade torna-se fulcral para avaliar o retorno financeiro dos produtores sem recorrer a tarifas garantidas, que foram importantes para o desenvolvimento da tecnologia eólica. Duas opções foram consideradas para renumeração da energia produzida pelo sobreequipamento:

1. regime de mercado;
2. tarifa fixa (TF) considerando o valor de sobreequipamento estipulado na Portaria n.º 32/2018, de 23 de janeiro [65] – 45 €/MWh.

Na análise da primeira hipótese, foram obtidos dados do mercado diário no MIBEL para o período em análise (início de 2015 até final de 2016), para o caso português, valores em €/MWh [66]. Com base nestes dados e na energia gerada pelo sobreequipamento é possível determinar a retribuição em ambiente de mercado.

A outra forma de renumeração pela energia gerada, é optando pela tarifa garantida, *i.e.*, tarifa fixa. Atualmente o valor das mesmas está nos 95 €/ MWh segundo a Portaria n.º 32/2018, de 23 de janeiro [65], que se aplica só a parques já existentes. Com a aplicação de sobreequipamento o produtor pode optar por uma tarifa fixa de energia no valor de 45 €/MWh, que afeta apenas a energia gerada pelo sobreequipamento, durante 15 anos [67].

De forma a perceber qual seria a opção mais rentável, para cada uma das combinações, calculou-se qual seria a renumeração gerada para cada uma das possibilidades e determinou-se a diferença entre as duas formas de renumeração, equação (9).

$$\begin{aligned} \text{Dif.renumeração}(\text{parque}) & \\ &= \text{Renumeração Mercado}(\text{parque}) \\ &- \text{Renumeração TF}(\text{parque}) \end{aligned} \quad (9)$$

Isto significa que se o valor da subtração for positivo, para uma determinada configuração do sobreequipamento, o produtor deverá optar por uma renumeração de mercado uma vez que trará maior retorno e *vice-versa*.

3.2.3.3 Avaliação do aumento de capacidade com previsão

O algoritmo adotado nesta dissertação tem como base a utilização de uma rede neuronal artificial com realimentação, que permite um acerto progressivo dos dados de saída, com a diminuição progressiva do seu erro, durante o processo de aprendizagem [68].

Como qualquer outra rede neuronal, esta também inclui uma fase de treino, validação e teste (durante o período de calibração), estas percentagens foram definidas em 70%, 15% e 15%, respetivamente. Para a realização da mesma recorreu-se à *Neural Network Toolbox*, uma das ferramentas disponíveis do MATLAB, onde a sua estrutura é apresentada na Figura 3.7. Seguindo a linha de investigação apresentada em [69], no âmbito desta dissertação, onde se pretende analisar os desvios entre os valores da previsão com a geração verificada considerando mercados de reserva com horizontes temporais de negociação mais perto da operação em tempo real, considerou-se um horizonte temporal de previsão de seis horas

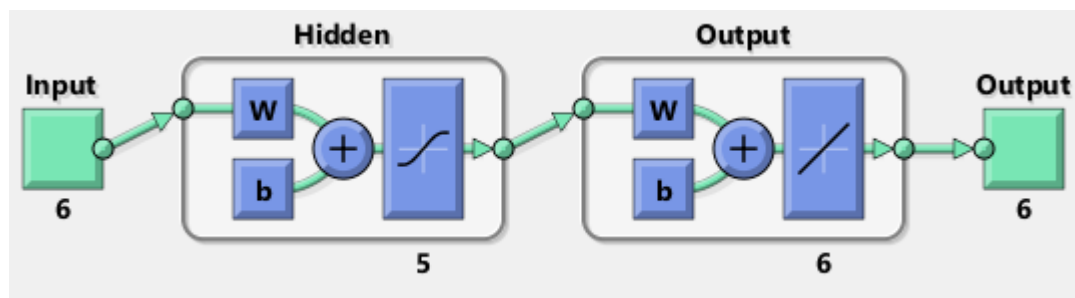


Figura 3.7- Estrutura da Rede Neuronal utilizada na previsão a curto prazo.

Os principais passos da metodologia de previsão são apresentados na Figura 3.8.

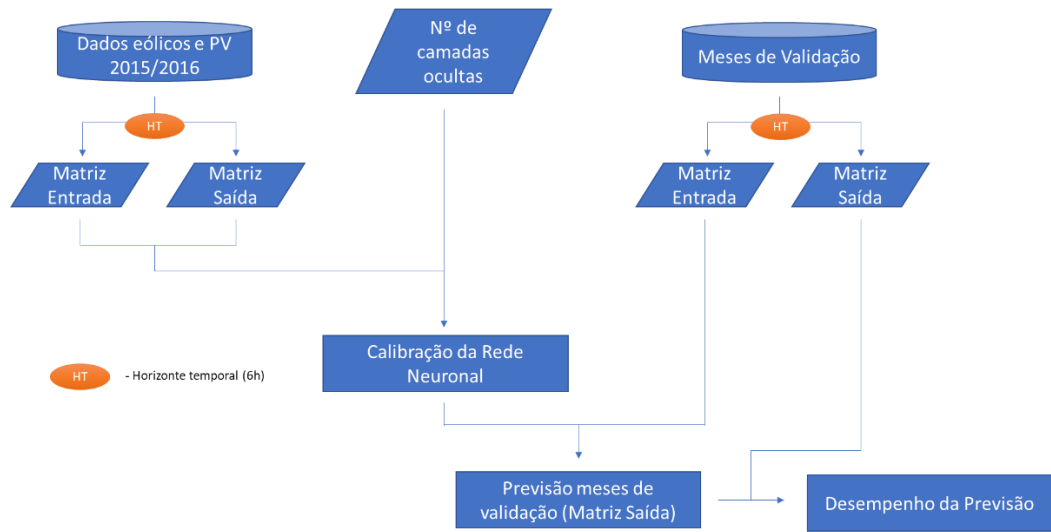


Figura 3.8- Representação esquemática dos principais passos da previsão com uma rede neuronal artificial

Também foi feito este mesmo processo para as configurações escolhidas em 3.2.3.1, assim como na situação atual. Desta forma, os principais passos para esta metodologia são:

- 1- Criação da Matriz de Entrada – para cada configuração utilizaram-se os dados da produção eólica e/ou solar (caso a configuração apresente-se componente solar), criou-se uma matriz em intervalos de seis horas – apresentados na equação (10):

$$Matriz\ entrada = \begin{bmatrix} P_1(1) & \dots & P_1(6) \\ \vdots & & \vdots \\ P_1(19) & \dots & P_1(24) \\ \vdots & & \vdots \\ P_D(13) & \dots & P_D(18) \end{bmatrix} \quad (10)$$

A matriz tem em conta a potência para um determinado dia, até ao dia D, (representado em índice), e a hora do mesmo. O horizonte temporal de previsão são 6 horas, por esse motivo no último dia não vai até 24, uma vez que se pretende prever sempre seis horas adiante.

- 2- Criação da Matriz de Saída – nesta matriz estão os valores que se pretendem prever, de forma a treinar a rede neuronal para estes valores. Esta matriz apresenta uma composição idêntica à Matriz de Entrada mas com alterações nas horas a prever, a mesma encontra-se ilustrada na Equação (11).

$$Matriz Saída = \begin{bmatrix} P_1(7) & \dots & P_1(12) \\ \vdots & & \vdots \\ P_1(19) & \dots & P_1(24) \\ \vdots & & \vdots \\ P_D(19) & \dots & P_D(24) \end{bmatrix} \quad (11)$$

Na Matriz de Saída inicia-se com o valor de potência para a sétima hora devido ao horizonte temporal utilizado.

- 3- Definição do número de Camadas Ocultas – Na atual literatura não existe uma definição conclusiva sobre o número ótimo de camadas ocultas, apenas diferentes recomendações (*rule-of-thumb*), assim optou-se por alimentar a rede neuronal com a seguinte opção: $2/3+1$ da dimensão da camada de entrada, [70], neste caso, cinco camadas ocultas.
- 4- Criação das Matrizes de Validação – Estas matrizes não foram consideradas para calibração da rede neuronal e servem para avaliar a precisão da previsão. Estas matrizes foram criadas para dois meses, um de Verão outro de Inverno, e apresentam as características da Matriz de Entrada e de Saída.

Uma vez que é computacionalmente dispendioso fazer uma rede neuronal para cada parque em análise, mais uma vez, foi apenas feita a análise para os parques representativos dos agrupamentos identificados considerando as diferentes configurações de sobreequipamento apresentadas anteriormente.

Após a previsão para os meses escolhidos, e por forma a identificar qual a configuração que apresenta melhor desempenho, recorreu-se às métricas mais usais neste tipo de procedimento. As métricas que foram utilizadas para a avaliação da rede neuronal foram: a correlação de Pearson (já apresentada anteriormente), o erro quadrático médio (RMSE- *Root-Mean Square Error*) e o Viés.

O RMSE permite avaliar as variações dos erros, a fórmula de cálculo do mesmo é apresentada na Equação (12).

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (PP(h) - PR(h))^2}{H}} \quad (12)$$

Onde, PP é o valor previsto, PR é o valor real, h é a hora de previsão para o dia t e H é o número total de horas que foram previstas. O Viés médio representa o desvio médio da rede neuronal, Equação (13).

$$Viés = \frac{\sum_{t=1}^n PP(h) - PR(h)}{H} \quad (13)$$

3.2.3.4 Impacto da previsão na renumeração

Numa situação de mercado, onde é realizada a previsão do valor de energia que se pretende produzir, a existência de erros na previsão, positivos ou negativos, irá apresentar dificuldades ao operador de rede quer a nível técnico como ao nível económico-financeiro, por exemplo,

uma previsão de 10MW onde só se gera 8 MW cria um desequilíbrio no binómio oferta/procura de 2 MW onde o operador da rede terá de recorrer a outras fontes energéticas para colmatar este erro. Uma vez que o MIBEL, tem um sistema de penalização associado para os produtores que erram na sua previsão, os mesmos terão de pagar consoante a diferença entre o valor previsto e o valor real [71]. Por existir dois tipos de erros, negativos ou positivos, existe também duas classificações dos erros:

- 1- Desvio de Produção por Défice – Neste tipo de desvio a previsão da energia gerada é inferior ao valor previsto. Neste tipo de situação o produtor terá um custo associado uma vez que o gestor do sistema teve de colmatar a diferença (Preço de Défice);
- 2- Desvio de Produção por Excesso – Nesta situação a potência gerada é superior ao valor previsto. Na maioria dos casos, por se estar a injetar mais energia que a prevista, o produtor recebe uma renumeração (Preço de Excesso) mas que é, tipicamente, muito inferior ao valor que podia ser auferido no mercado de dia seguinte.

Assim, tendo em conta o preço de mercado do dia seguinte (Preço DA) e a definição de dois tipos de preço para o cálculo das penalizações (Preço por Défice e Preço por Excesso) – equação (14), é possível saber de que forma a previsão influencia cada parque em termos de retribuição.

$$\begin{aligned}
 & \text{Retribuição} \\
 &= \begin{cases} (\text{Preço DA} + \text{Preço Défice}) * \text{Desvio}, & \text{se Desvio} > 0 \text{ kW} \\ (\text{Preço DA} - \text{Preço Excesso}) * |\text{Desvio}|, & \text{se Desvio} < 0 \text{ kW} \end{cases} \quad (14)
 \end{aligned}$$

Capítulo 4 – Análise de Resultados

Neste capítulo é feita uma análise dos resultados, através da aplicação das metodologias mencionadas no capítulo anterior. Desta forma, com as séries temporais horárias da geração eólica e PV, no período entre 01.01.2015 e 31.12.2016, é possível analisar de que forma os PEs se comportam quer em termos de complementaridade quer em termos de outros aspetos técnicos relevantes.

4.1 Análise dos PEs

A Figura 4.1 mostra o percentil, atual, para os PEs em análise (para o valor da sua capacidade nominal) e a Figura 4.3, a localização dos mesmos geograficamente. A maioria dos parques encontram-se entre o percentil 92 a 98, isto significa que a globalidade dos parques operou à sua capacidade nominal entre 2 a 8% do tempo em análise (o que equivale a período compreendido de, aproximadamente, 15 a 58 dias, respetivamente, dos 729 dias em análise). Alguns destes parques, não chegaram em momento algum a estar à sua capacidade nominal (parques com percentil 100) indicando que estes se encontram em localizações energeticamente pouco favoráveis. Geograficamente, não se verifica uma região predominante em Portugal para um determinado percentil. Da análise gráfica é possível verificar que a região do Oeste é a que apresenta um comportamento mais homogéneo entre os diferentes PEs existentes. Nas regiões montanhosas do Centro/Norte de Portugal existe uma elevada dispersão dos valores observados que pode ser explicada pela orografia existente.

A Figura 4.2 mostra a percentagem do tempo a que os PEs operam abaixo de 2% da sua capacidade nominal e a Figura 4.4, a localização geográfica por percentil. Constata-se que a grande maioria dos parques opera entre 4 a 10% do seu tempo abaixo de 2% da sua capacidade nominal (29 e 73 dias respetivamente, em 729 dias analisados), salientando que existe uma gama significativa de parques que apresentam mais de 10% do tempo abaixo deste valor de capacidade (com especial enfoque num dos parques que 46% do seu tempo abaixo deste valor). Embora com alguns parques com comportamento díspar, geograficamente, é possível verificar que os parques localizados no centro da região Norte apresentam valores homogéneos entre si sendo a percentagem de tempo inferior a 10%.

O sentido desta análise, é que os operadores da rede podem contar com alguma despachabilidade eólica, a nível nacional, em 90% do tempo, com 2% da capacidade eólica instalada, pela maioria dos parques. Quando se passa a análise geográfica conclui-se que, ao longo do país, valores de percentil iguais podem ser encontrados nas várias regiões do mesmo,

sendo a única exceção, para o segundo caso onde, os percentis maiores, se encontram acima do rio Tejo.

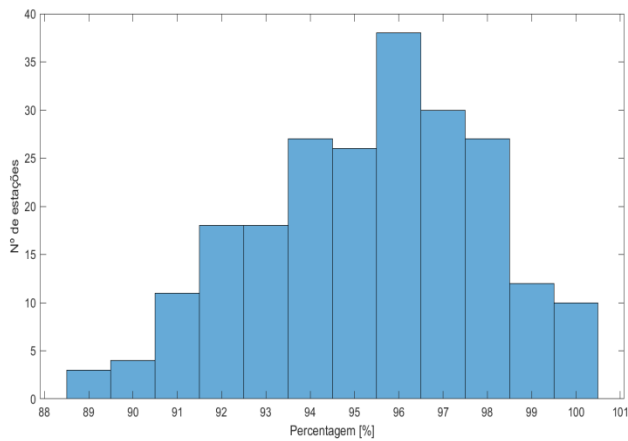


Figura 4.1- Percentil para os vários PEs capacidade nominal.

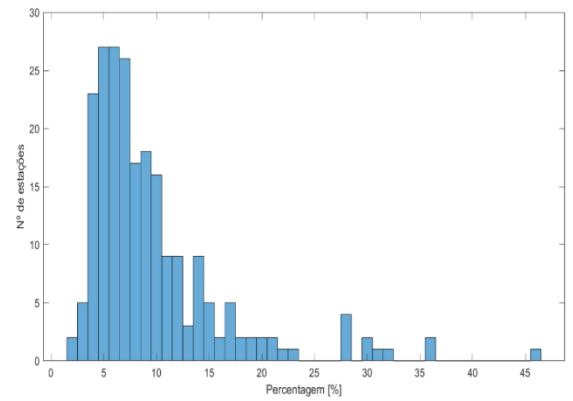


Figura 4.2- Percentil para os vários PEs para 2% da capacidade nominal.

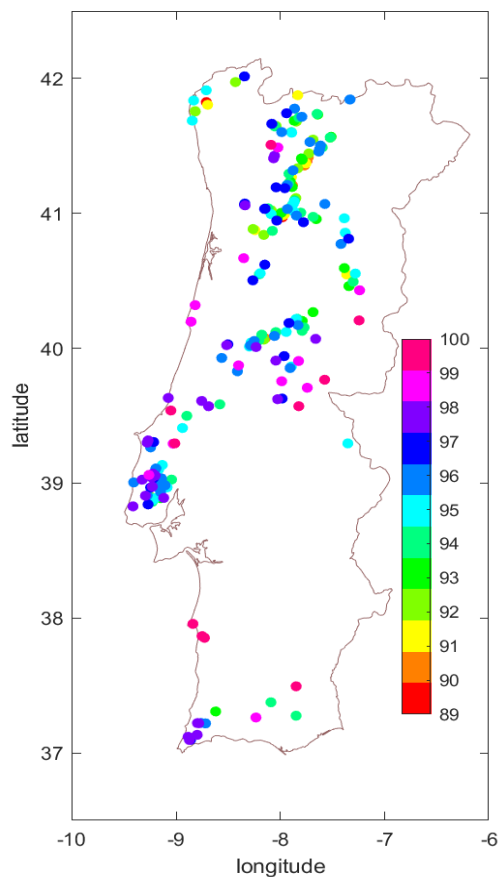


Figura 4.3- Localização geográficos dos PEs por percentagem de produção a potência nominal

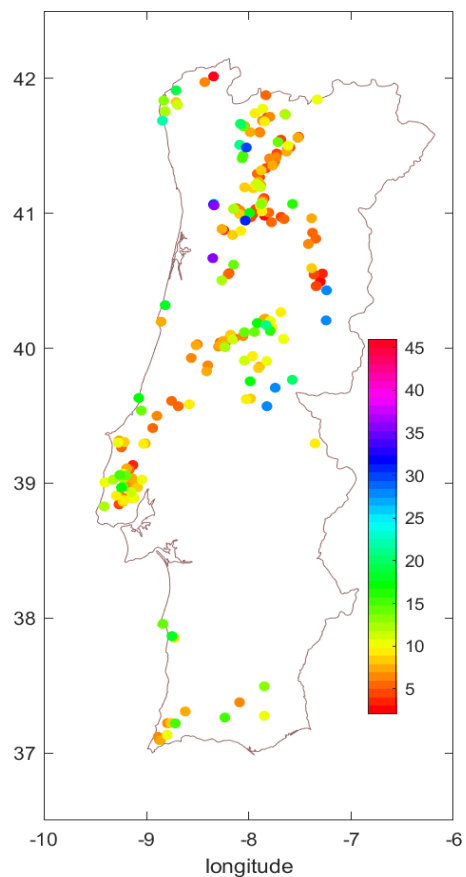


Figura 4.4- Localização geográficos dos PEs por percentagem de produção de 2%

4.2 - Complementaridade entre recursos

Para a segunda parte da análise de dados, a complementaridade energética, recorreu-se a vários parâmetros estatísticos para análise do mesmo.

4.2.1 Correlação a nível nacional

A correlação tem sido um dos parâmetros mais comuns para a análise da complementaridade. Assim, foi feita a correlação da produção eólica e solar PV para cada localização, sendo que o resultado obtido está representado na Figura 4.5. Como se pode constatar a maioria dos parques apresentam um pequeno valor de correlação negativa, ou seja, uma baixa complementaridade.

A nível nacional, verifica-se que a grande maioria dos parques, que apresentam valores de correlações negativas, encontram-se ao longo de todo o interior do país. Verifica-se ainda que as regiões a litoral tendem a apresentar valores ligeiramente positivos de correlação. Este resultado indica que nestas localizações a geração das duas fontes de energia analisadas estão em fase e é explicado pelas condições atmosféricas típicas nestas regiões (e.g., brisas marítimas).

Outro ponto a salientar é que, no interior do País as correlações são idênticas entre parques, ou seja, um parque que se encontra próximo de um parque com uma correlação negativa vai também apresentar um valor de correlação negativa, praticamente idêntico. No litoral, o mesmo já não acontece sendo que a correlação entre parques varia entre positiva e negativa, mesmo entre localizações próximas.

No geral, o valor médio da correlação horária a nível nacional é de -0.12. Isto significa que, ao longo do país se encontra uma baixa complementaridade. De salientar também que o valor mínimo de correlação obtido foi de -0.26 e o maior valor foi de 0.20.

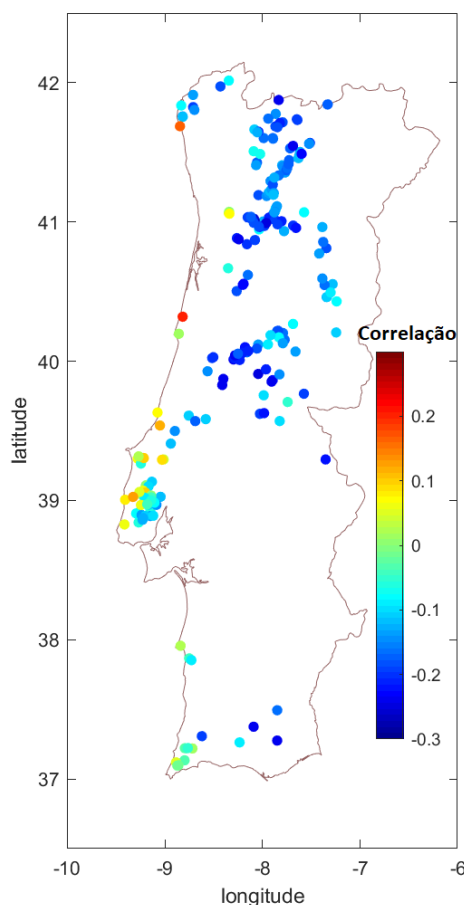


Figura 4.5- Correlação dos recursos analisados para cada localização analisada.

4.2.2 Correlação horária

De forma a entender como varia a correlação durante o período em análise, nas diferentes horas do dia foi realizada uma análise horária dos valores da correlação. Os resultados obtidos encontram-se apresentados na Figura 4.6. Nesta figura apresenta-se a correlação para todas as horas em que se verificou produção por parte dos dois recursos. Sendo que a energia solar não produz durante a noite, algumas horas noturnas não estão representadas. Outro ponto a salientar, é que ao longo do ano os dias não tem todos a mesma duração, sendo uns dias maiores que outros. Assim, na figura, o conjunto de dados disponíveis para as horas no final e no início do dia são menores que para horas ao meio do dia.

De forma geral, a correlação tende a ser negativa ao longo do dia, praticamente 75% dos dados registados (valores superiores da caixa) se encontram dentro de valores de correlação negativa, excetuando para as horas no final do dia, que apresentam maior dispersão. Não obstante, o seu valor médio (percentil 50) encontra-se sempre dentro da gama negativa, i.e., em 50 % do tempo analisado os parques eólicos apresentam valores de correlação negativa. De salientar que não há hora alguma que apresente, todos os valores inferiores a 0.

Desde o nascer do sol, até às 8h, o valor da correlação tende a ser mais negativo, com 50% dos dados registados a tender para valores de correlação mais negativos. Das 8h até as 14h, a dispersão dos resultados aumenta, isto porque nessas horas a geração solar aumenta enquanto

a geração eólica tende a diminuir, aumentando na maioria dos casos os valores de complementaridade (correlação negativa). Contudo, sobre determinadas condições atmosféricas juntamente com as especificidades topográficas das localizações analisadas, verifica-se um aumento da dispersão dos valores de correlação. Das 14h até ao final do dia, constata-se uma subida dos valores de correlação apresentando vários valores superiores a 0. Vê-se ainda que a dispersão dos resultados aumenta para estas horas. Este resultado pode ser parcialmente explicado pela variação da produção dos parques eólicos na zona costeira que dependem dos gradientes térmicos desencadeados pelo aquecimento desigual entre a superfície do oceano e terrestre. A caixa das 20h é mais pequena que a maioria das outras caixas, já que se encontra com menos valores registados comparativamente a outras horas.

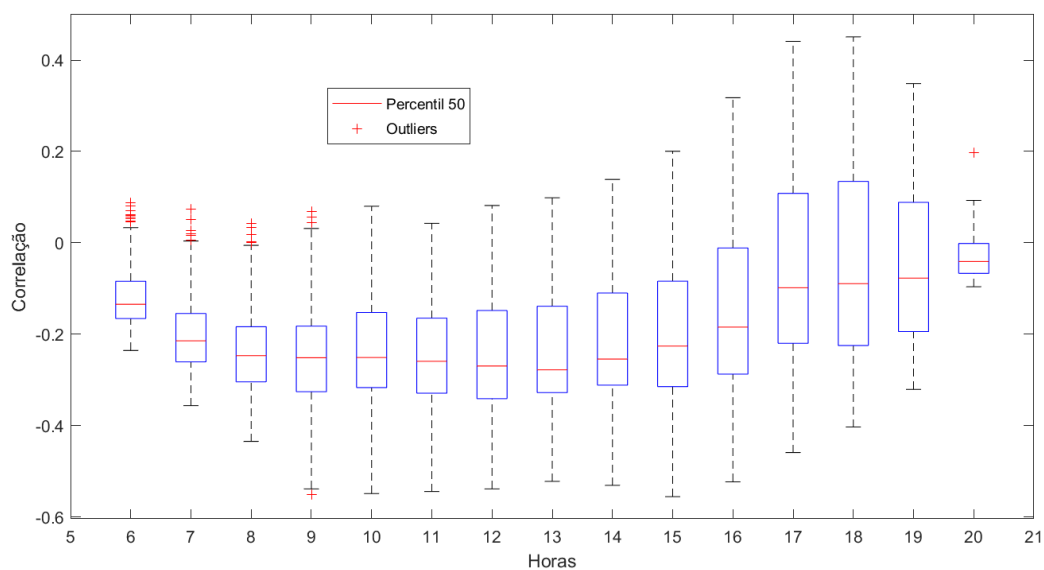


Figura 4.6- Gráfico de caixa e bigodes para a variação da correlação à escala horária, durante o período em análise para os vários parques.

4.2.3 Correlação sazonal

Uma outra análise relevante para compreender a complementaridade passa pela compreensão do efeito sazonal. Ao estudar-se o valor médio horário para diferentes estações do ano consegue-se entender a interação entre as duas fontes em questão, ao longo de um período de três meses.

Na Figura 4.7 estão apresentados os resultados obtidos para esta análise. Como seria de esperar, vê-se que ao longo das várias estações do ano as dispersões são diferentes isto porque, o número de dados que entra para cada estação do ano é diferente, devido às horas solares e também, às diferenças entre disponibilidade de recursos e, mais importante, as condições atmosféricas típicas em Portugal em cada estação.

Para o período anual, a maioria dos parques analisados apresentam uma correlação negativa, salientando que os pontos de correlação positiva, são na sua grande maioria valores considerados extremos (*outliers*). O valor médio para cada uma das estações é -0.10, -0.07, -0.09 e -0.15, para as estações de Inverno, Primavera, Verão e Outono, respetivamente.

Constata-se uma pequena complementaridade de forma sazonal salientando a complementaridade nos períodos onde há mais vento e menos sol, Inverno e Outono.

No geral, a maioria dos valores apresentam valores de correlação negativos. De salientar, com a variação das estações do ano as condições climáticas também se alteram. No Verão, Portugal é afetado por um anticiclone gerando largos períodos de céu limpo favorecendo a produção solar e aumentando as diferenças térmicas nas regiões montanhosas e entre a região costeira e o oceano ao longo do dia. No Inverno, existe uma maior dependência fenômenos atmosféricos de larga escala como ciclones, frentes frias, entre outros. Estes fenômenos são, geralmente, acompanhados por ventos fortes e níveis elevados de nebulosidade em Portugal.

No Verão, obtêm-se a maior diferença entre o ponto máximo e o ponto mínimo. O ponto máximo, apesar de ser um *outlier*, cerca de 0.5, é representativo de uma boa correlação entre os recursos, o que significa que para esse parque, quando aumenta a produção de um recurso o outro tende a aumentar a produção. O valor mínimo é quase -0.4, indicando, contrariamente ao valor máximo, este representa um nível de complementaridade significativo dos recursos, onde quando a produção de um dos recursos diminui, a produção do outro tende a aumentar. Estes valores são encontrados mais para o interior do País onde não se sente tanto o efeito do oceano.

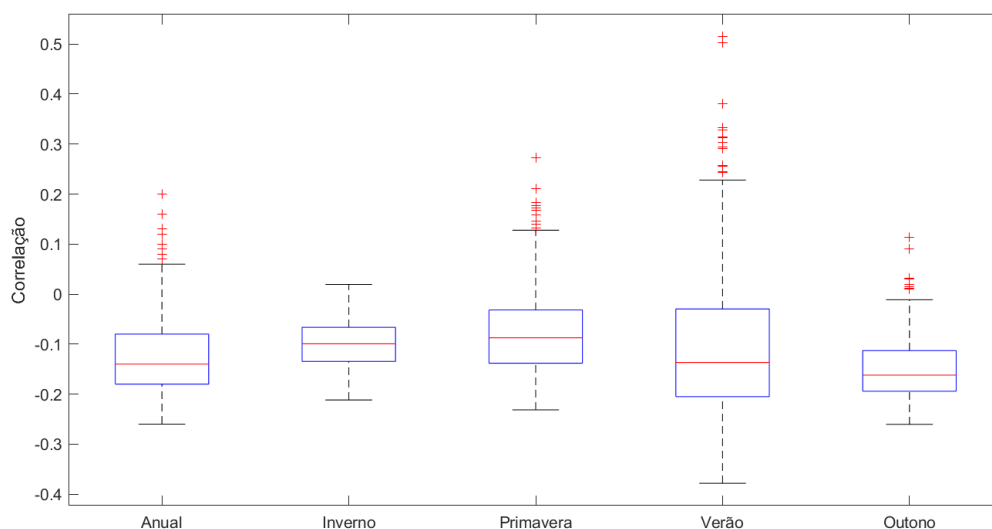


Figura 4.7- Gráfico de caixa e bigodes para a variação da correlação entre estações e valores anuais, para cada parque

4.2.3 Identificação e caracterização dos agrupamentos (*Clusters*) espaciais da geração eólica e solar PV

Através da técnica de K-means e do critério de Davies-Bouldin, foram identificados quatro agrupamentos estatisticamente significativos. A Figura 4.8 mostra de que forma o algoritmo utilizado, separou as várias regiões. A primeira região situa-se na zona Norte do país, a segunda na zona Sul, a terceira na zona do litoral Centro e a última no interior Centro. Isto significa que

os parques com a mesma cor apresentam valores de perfis de produção idênticos entre si, que ao mesmo tempo tendem a ser dissimilares dos restantes agrupamentos.

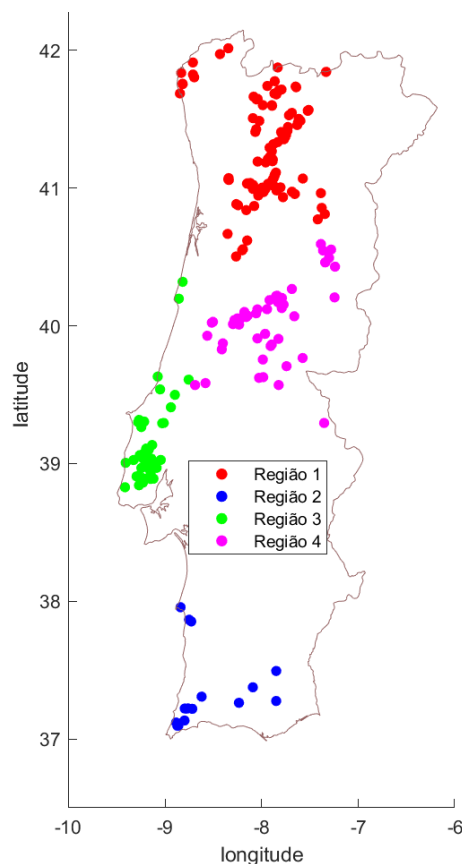


Figura 4.8- Distribuição geográfica dos vários agrupamentos com a metodologia K-Means com critério de Davies-Bouldin, com base nos dados de produção eólica e solar PV.

A Tabela 4.1 apresenta o número de localizações associadas a cada agrupamento. Com a análise geográfica verifica-se que a maior quantidade no número de parque situa-se na região 1. A região 2 é a que apresenta o menor número de parques. Já no caso das regiões 3 e 4 estão separadas pelos parques mais a litoral-Centro, onde a influência do oceano é mais sentida, e os no interior onde já não sofrem tanto efeito do oceano

Tabela 4.1- Número de parques por Agrupamento.

Agrupamentos	Nº de Parques
1	109
2	17
3	49
4	49

Para auxiliar na compreensão dos agrupamentos obtidos, procedeu-se ao cálculo do perfil diário de cada agrupamento, Figura 4.9. O perfil para cada agrupamento é obtido através da média normalizada das fontes, ao longo do dia.

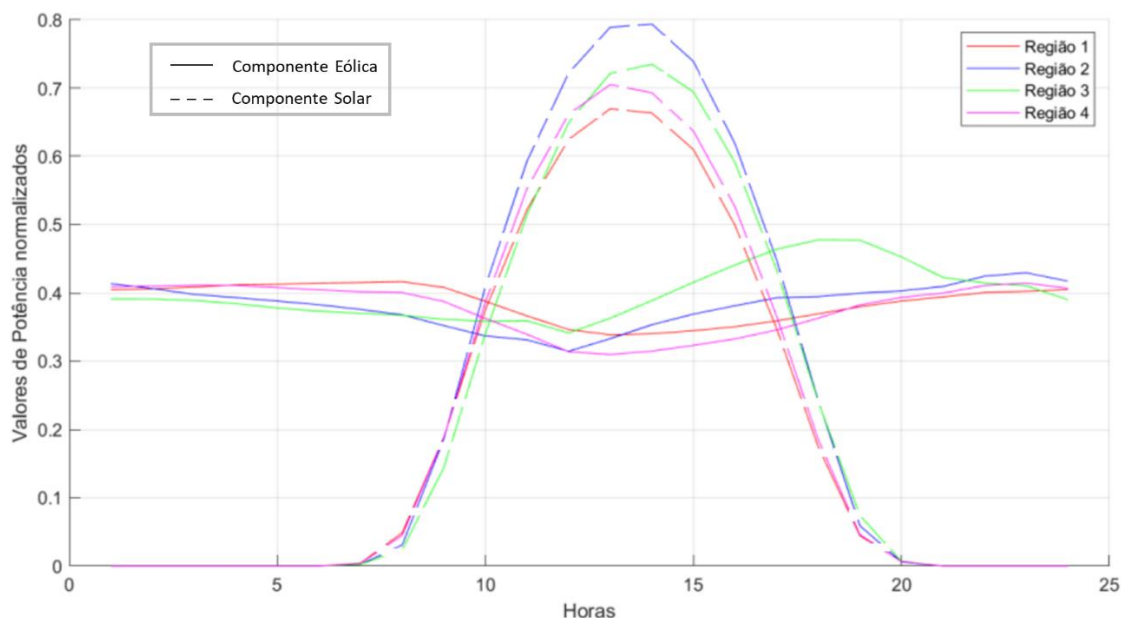


Figura 4.9- Perfis diários de produção, eólica e solar, normalizados a potência nominal.

Como se verifica existem quatro perfis de produção diferentes, para as duas fontes de produção. No perfil solar, constata-se que cada região apresenta um comportamento idêntico, onde varia sobretudo a amplitude do mesmo que começa a subir, perto das 7 da manhã, atingido o pico, às 12h e volta a 0 às 20h. A diferença na amplitude é causada pela intensidade do recurso que depende da latitude dos parques, sendo maior para os parques a Sul, diminuindo para Norte. Na produção eólica embora com diferentes amplitudes, as regiões 1 e 4 apresentam uma produção constante durante os períodos da madrugada, que desce de forma gradual, quando o perfil solar começa a aumentar, atingindo o mínimo um pouco antes do máximo solar e volta a aumentar gradualmente quando o sol se começa a pôr. Já o perfil, das regiões 2 e 3, tem um comportamento diferente. Começa a descer a produção já durante a madrugada e tem o pico mínimo por volta das 11h. Após essa hora, os perfis mostram um aumento no nível de produção, mas apresentam um comportamento dissimilar entre si. A região 3 atinge um pico de produção por volta das 19h, observando-se de seguida uma descida acentuada. Como descrito anteriormente, este comportamento deve-se aos mecanismos atmosféricos que são despoletados nas regiões costeiras. A região 2 também sente estes efeitos costeiros, mas com menor intensidade devido ao mar Mediterrâneo que é mais quente por esse motivo a produção eólica tende a continuar a subir enquanto para a região 3 se tem uma descida acentuada.

Após a análise dos perfis, calculou-se a média da correlação dos parques para cada um destes agrupamentos. A média destes valores encontra-se na Tabela 4.2. A tabela mostra que existe uma correlação negativa entre todos os agrupamentos, apesar de baixa. Note-se que a maior complementaridade corresponde às regiões Norte e Sul.

Tabela 4.2- Média da correlação para cada agrupamento

Regiões	Correlação (média)
1	-0.15
2	-0.07
3	-0.03
4	-0.16

4.2.4 Análise da Correlação Cruzada

A análise da correlação cruzada é importante no sentido em que permite saber o desfasamento entre os dois recursos analisados. A Figura 4.10 mostra o desfasamento médio, em horas, para cada localização. Pela análise da figura constata-se que, a nível nacional, a maioria dos parques apresenta um desfasamento de produção entre fontes superior a 10h. Uma análise pelas regiões mostra que a região 1 e 4 são as que apresentam a maior dispersão de valores onde se pode encontrar zonas com valor elevados de desfasamento próximas a zonas de baixo desfasamento. A região 3 tem os valores de desfasamento bastante idênticos sendo que os parques apresentam um pequeno intervalo de desfasamento. Na região 4 os parques a litoral apresentam valores de desfasamento maior do que os parques no interior. Tendo em conta o comportamento já apresentado dos parques mais a litoral conclui-se que os efeitos climatológicos a que estão sujeitos estes parques justificam o seu elevado desfasamento.

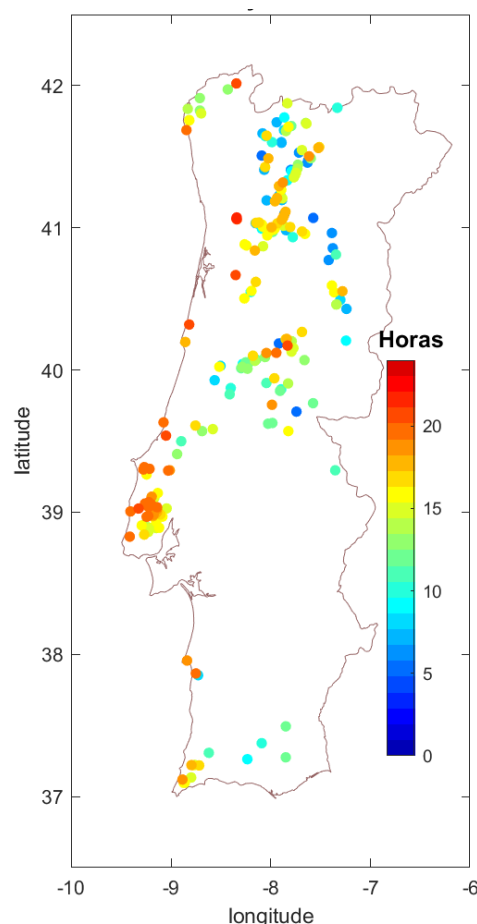


Figura 4.10- Desfasamento horário (segundo a correlação cruzada) entre o recurso solar para o recurso eólico para os vários parques em Portugal Continental

A Tabela 4.3 mostra os valores médios dos desfasamentos horários a nível nacional e para as várias regiões. Através desta tabela, conclui-se que o desfasamento, no geral, é superior a 12 horas. Sabendo que no geral, o pico de produção solar é idêntico para todas as regiões. A região 3 é a que apresenta o maior valor de desfasamento, médio, horário indicando que o efeito da costa tende a passar o pico da produção eólica para o final do dia anterior (revendo a análise dos perfis de produção para esta região). A região 2 apresenta também um valor elevado de desfasamento de fontes, contudo este valor é dado pelo um número reduzido de parques comparativamente, às restantes regiões, sendo que na Figura 4.10 se consegue ver as diferenças entre os parques no interior e os mais a litoral. Quando se olha às restantes regiões, 1 e 4, o valor médio não mostra o real comportamento que se verifica na figura, isto porque o desfasamento elevado é atenuado pelos valores mais baixos dos restantes parques, com tendência para grandes dispersões. Desta forma, o valor médio tem importância, mas será sempre necessário recorrer à imagem da dispersão geográfica para entendimento real da situação de cada parque. A nível nacional, conclui-se o que foi mencionado anteriormente sendo a tendência, no geral, é elevada, devido ao elevado número de parques que apresentam este tipo de desfasamento. Uma outra conclusão, é que as regiões que apresentavam maiores desfasamentos (2 e 3), são os que apresentam menor tendência para existência da complementaridade, podendo-se afirmar que um elevado desfasamento entre recursos causa uma redução na complementaridade.

Tabela 4.3- Média nacional e para cada agrupamento do desfasamento horário, segundo a correlação cruzada

Regiões	Desfasamento horário médio
Nacional	14
Região 1	13
Região 2	15
Região 3	18
Região 4	13

4.2.5 Índice de complementaridade energético

Recorrendo às expressões descritas na secção 3.2.2.3, na Figura 4.11 é apresentado o valor do índice de complementaridade para todas as localizações analisadas neste trabalho. A principal conclusão é que este índice de complementaridade entre fontes é elevado, sendo o valor mínimo obtido para o mesmo de, aproximadamente, 0.56, o valor máximo por sua vez foi de 0.99. O valor médio por sua vez, foi de, aproximadamente 0.71. Estes valores são exemplificativos que ao longo dos dois anos, o recurso eólico e solar, apresentam uma disponibilidade de recurso quase idêntica. Também é possível observar que não existe um padrão para os valores mais elevados, e mais baixos, para este índice, estando os mesmos bastante distribuídos ao longo do país.

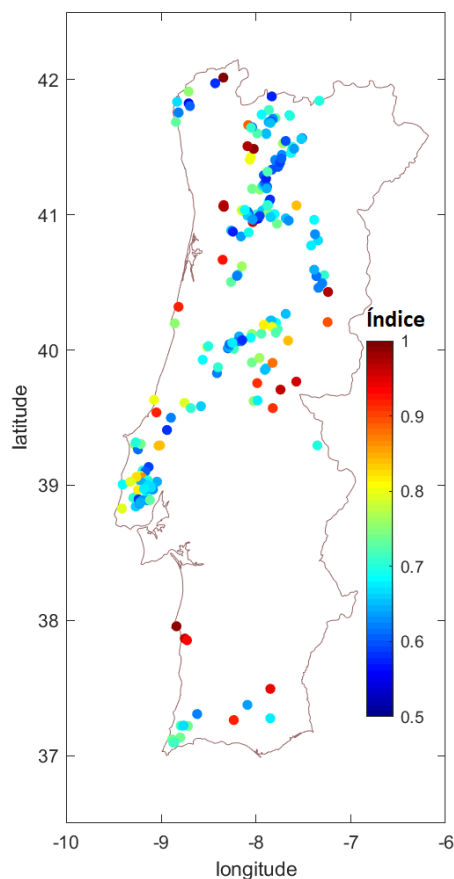


Figura 4.11- Índice de complementaridade energética a nível nacional.

A Tabela 4.4 mostra os valores médios do índice de complementaridade energética a nível nacional e para as várias regiões.

Tabela 4.4- Média nacional e para cada agrupamento do índice de complementaridade energética.

Regiões	Índice de complementaridade energética
Nacional	0.71
Região 1	0.69
Região 2	0.77
Região 3	0.71
Região 4	0.72

Os resultados da Tabela 4.4 indicam uma proximidade entre a disponibilidade do recurso solar e o eólico. Salvo a exceção da região 2, onde o valor médio é ligeiramente mais elevado. Este resultado é parcialmente explicado pelo reduzido número de parques existentes e a maior disponibilidade de recurso solar que faz aumentar o valor médio do índice.

4.3 – Análise do sobreequipamento

Nesta secção pretende-se discutir o impacto que a implementação do sobreequipamento tem nos PEs existentes. Salienta-se ainda que nesta análise não foi considerado o efeito de suavização de potência expectável com instalação de turbinas eólicas e/ou painéis solares dispersos entre si dentro de um PE, nem constrangimentos de área para instalação de nova capacidade (eólica ou solar PV).

4.3.1 – Análise do fator de capacidade

Esta análise tem por base compreender as variações do fator de capacidade (FC) mediante as diferentes configurações estipuladas para identificar qual seria o rácio de capacidade eólica e solar PV adicional mais adequado para aumentar este parâmetro tendo em consideração as especificidades do perfil de geração atual de cada parque eólico. Nesse sentido calculou-se a variação do fator de capacidade, Figura 4.12. Por questões de visualização, não foram colocados os FC para todas as combinações possíveis, mas sim o conjunto de 20 em 20%. À medida que se aumenta a capacidade de cada parque, através de tecnologia eólica, o aumento do fator de capacidade apresenta intervalos de dispersão mais elevados. Tal deve-se à diferença da disponibilidade de recurso ao longo dos parques e, também, devido ao corte de produção por via da limitação da capacidade injetada na rede, o que faz com que os parques que já estejam em grande parte do seu tempo à capacidade nominal, não tenham um aumento significativo do seu fator de capacidade.

Já o aumento por parte de tecnologia solar, faz aumentar o fator de capacidade com intervalo de variação do mesmo mais reduzido comparativamente ao aumento em capacidade eólica, caso 0% solar e 100% eólica e *vice-versa*. De salientar, que para estes casos, o valor médio do aumento do fator de capacidade é coincidente, cerca de 15%, apesar da menor dispersão no aumento solar. Pode-se justificar a menor dispersão de intervalo de valor, no aumento da capacidade solar, com as alturas de produção, durante o dia, onde a eólica não tem tanto impacto, sendo que a probabilidade de um parque estar à capacidade nominal ser reduzida. Assim, a quantidade de energia que seria cortada é menor. Adicionalmente, a disponibilidade do recurso é bastante similar ao longo do País, o que não se verifica no caso da energia eólica.

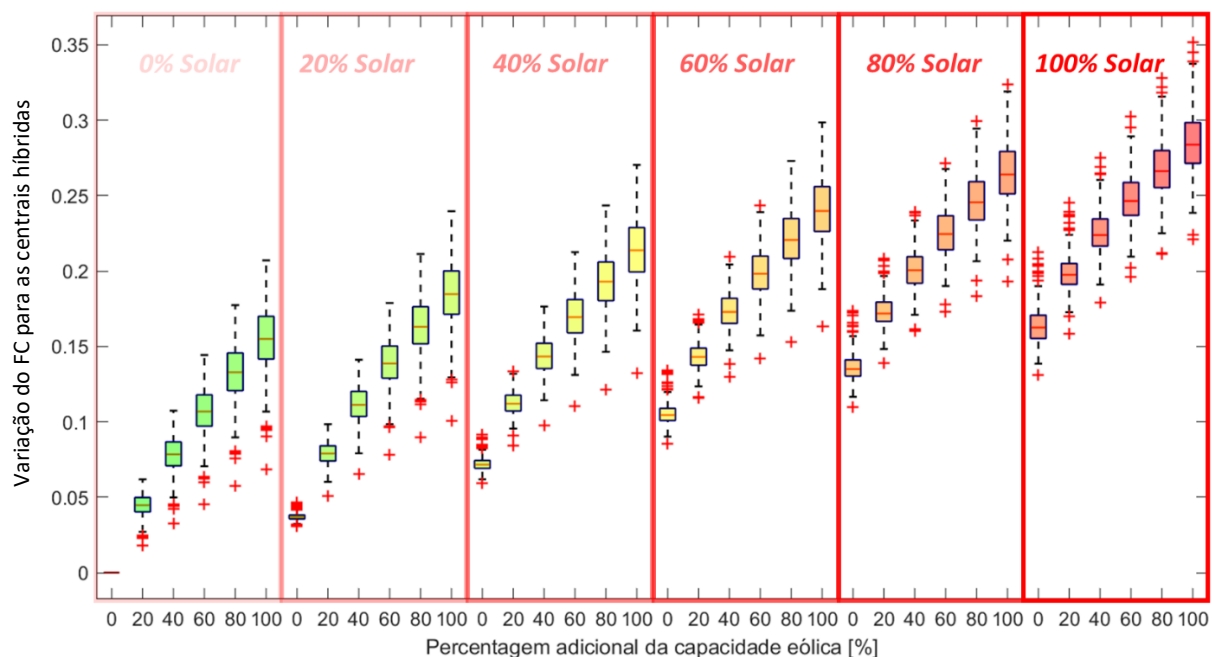


Figura 4.12-Gráfico de “caixas e bigodes” com os valores de variação do FC das centrais híbridas para diferentes configurações de aumento de capacidade eólica e solar (FC com sobreequipamento menos FC sem sobreequipamento).

Ainda se conclui que, o aumento por parte das duas fontes em conjunto, causa quase uma soma direta nos fatores de capacidade, no ponto 100% eólica 100% solar, tem um aumento do fator de capacidade em 50% dos parques eólicos de, aproximadamente 28%. Já a variabilidade causada por esta configuração parece ser mais influenciada pelo aumento de capacidade eólica constatando-se, que a variabilidade não tende a diminuir com o aumento conjunto.

Para entender de que forma cada parque, individualmente, pode aproveitar este aumento de capacidade, foram escolhidas algumas configurações para este tipo de análise (mencionadas na metodologia) Figura 4.13-Figura 4.18. Os pontos apresentados com o percentil > 75 (a vermelho) significa que são esses os parques que beneficiaram mais com o aumento de capacidade em termos de FC. Assim os que estão no grupo de percentil < 25 (a azul) são os que apresentarão o menor aumento do fator de capacidade com o aumento da capacidade instalada.

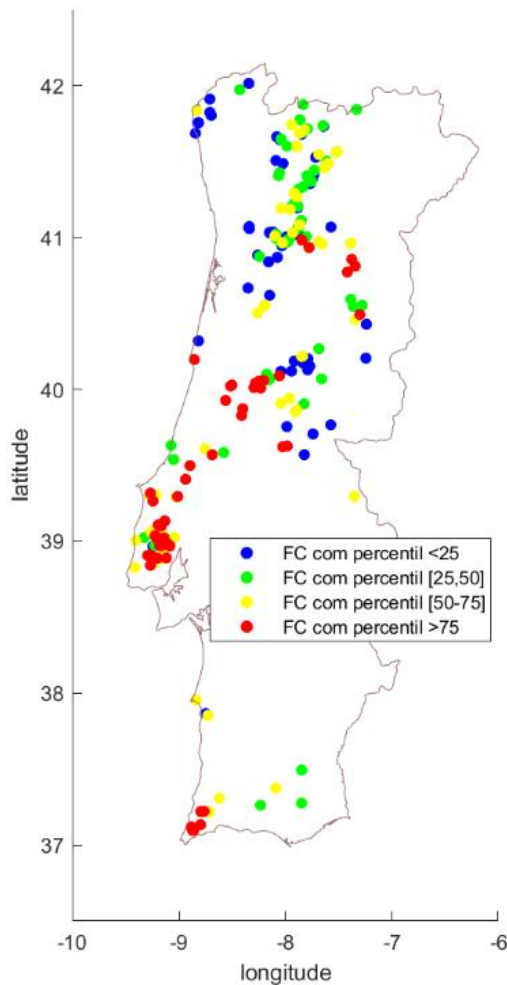


Figura 4.13- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade eólica

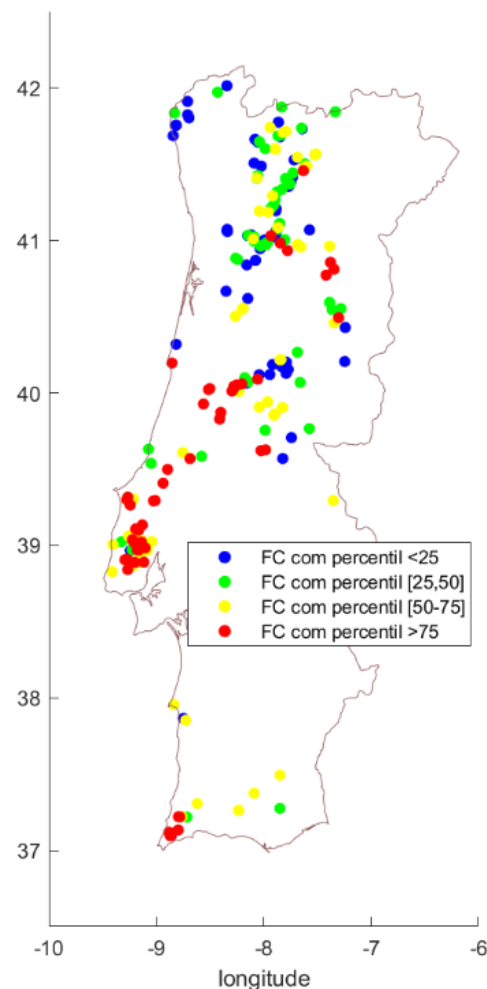


Figura 4.14- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 100% da capacidade eólica

Com o aumento da capacidade, com base na tecnologia eólica, constata-se que os parques que teriam os melhores resultados são aqueles que se encontram na região litoral Centro e Sul (Regiões 2 e 3), e alguns parques no interior. Pode-se ainda verificar que os parques a Norte (Região 1), apesar de terem uma maior disponibilidade de recurso não apresentam um grande incremento no seu fator de capacidade. Na Figura 4.13, os parques que tem o maior benefício apresentam valores de percentis de produção elevados, estando pouco tempo à sua capacidade nominal, o que faz que tirem um melhor proveito da capacidade adicional. Na Figura 4.14 dá-se o oposto, por se encontram já bastante tempo à capacidade nominal apresentam valores de percentis mais baixos, não aproveitando tão bem o sobreequipamento. Também se verifica que o aumento da capacidade de 50% para 100% de sobreequipamento eólico não altera os parques que já apresentavam as maiores variações do seu FC.

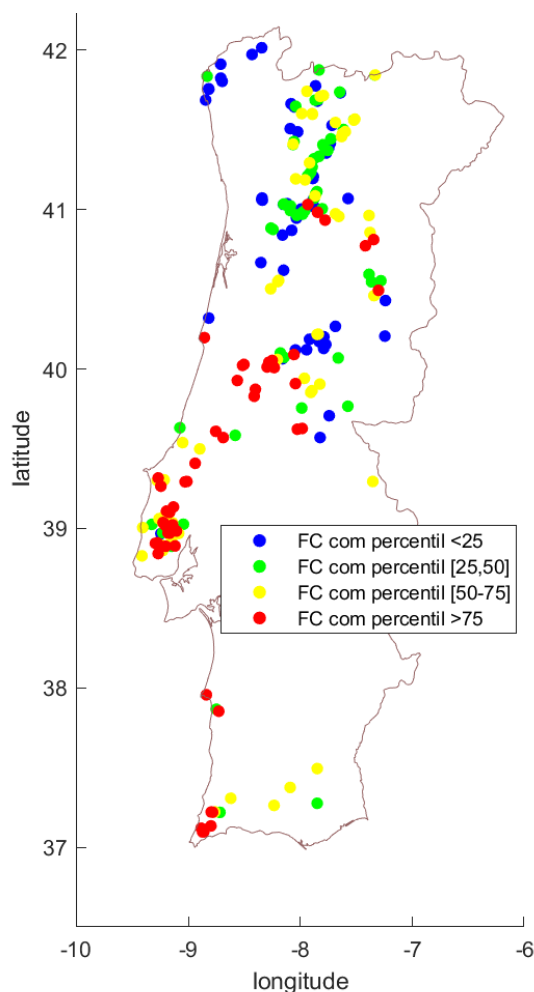


Figura 4.15- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade PV

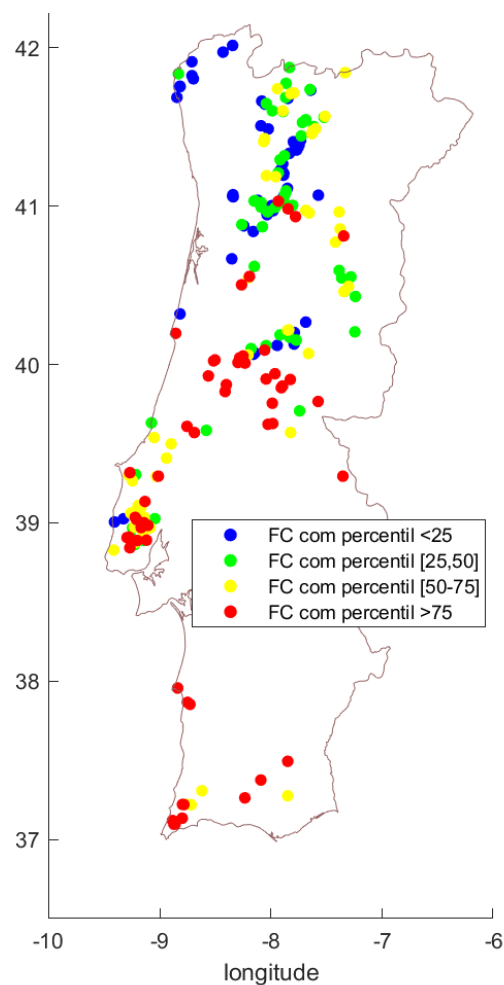


Figura 4.16- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade PV

Nas Figura 4.15 e Figura 4.16, onde se verifica o aumento da capacidade com base em tecnologia PV, constata-se que os parques que retiram o melhor proveito desta configuração encontram-se no interior Centro e a Sul (Regiões 2 e 4) e alguns parques a Norte (Região 1). Isto verifica-se por existir elevada disponibilidade de recurso nestas regiões, e também, por serem parques que não apresentam uma elevada produção eólica durante o dia, permitindo retirar um melhor proveito deste tipo de sobreequipamento. Com o aumento desta tecnologia de 50% para 100% da capacidade do parque, constata-se algumas alterações nos parques, especialmente a Norte, que aumenta ligeiramente, diminuindo nos parques no litoral Centro.

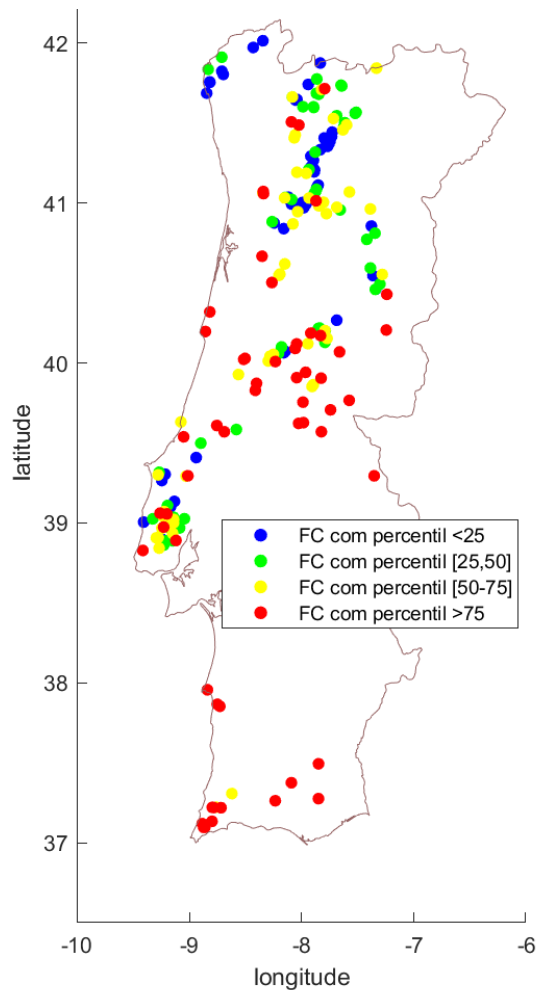


Figura 4.17- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 50% da capacidade eólica e 50% capacidade PV

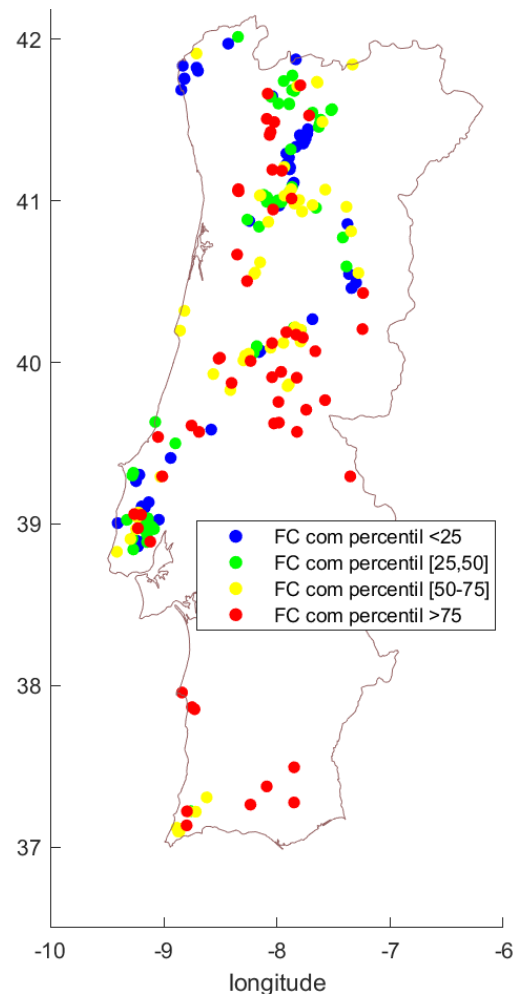


Figura 4.18- Localização geográfica consoante os seus percentis para um aumento de 100% da capacidade eólica e 100% capacidade PV

Para a situação representada na Figura 4.17, de aumento de capacidade de 50% eólica e 50% solar, nota-se um misto dos melhores resultados das situações individuais. Sendo que os melhores parques se encontram no litoral Centro, interior Centro e no Sul. Quando se passa para a situação representada na Figura 4.18, de 100% eólica 100% solar (nesta altura já cada parque apresenta três vezes mais a sua capacidade inicial), uma ligeira diferença é notada em que os melhores parques no litoral Centro, tendem a diminuir e aumenta na zona Norte. Pode-se justificar este efeito pela capacidade instalada já ser elevada que chega a um ponto de saturação, com elevados valores de *curtailment* de energia na grande maioria dos parques, impactando pouco no aumento do fator de capacidade. No geral, os parques pertencentes às regiões 2, 3 e 4 (todos os parques menos os que estão a Norte), são os que beneficiariam, mais, do acréscimo de capacidade.

4.3.2 – *Curtailment* e rampas de produção

Como já foi mencionado, o aumento da capacidade pode gerar situações de *curtailment* de energia que importa quantificar. A Figura 4.19 mostra os cortes de produção necessários, em GW, para o total dos dois anos para as diferentes configurações.

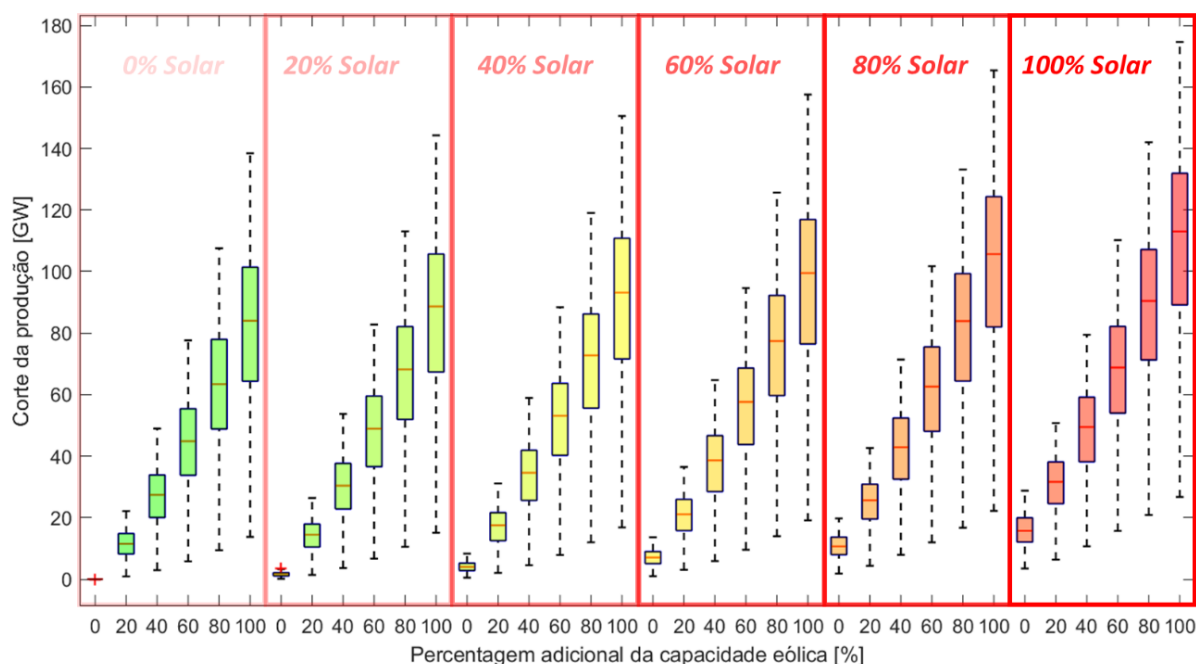


Figura 4.19-Gráfico de caixas e bigodes com os valores de potência truncada das centrais híbridas para diferentes configurações de aumento de capacidade eólica e solar nos dois anos em análise.

Constata-se que uma solução baseada apenas na instalação de capacidade eólica vai provocar um grande aumento nos níveis de *curtailment* em comparação com uma solução que passa pela exploração de centrais híbridas eólica e solar PV. O corte de produção com 20% de capacidade eólica é quase idêntico ao corte para 100% de capacidade solar. Conclui-se ainda que qualquer aumento de capacidade irá provocar cortes de produção. No caso de aumento de 100% de tecnologia eólica o parque com menor corte de produção apresenta um corte de, aproximadamente, 20 GW, e o maior com 140 GW. Considerando a produção eólica já existente também sujeita, por vezes, a cortes de geração, mais o facto de o período de maior produção solar ser diferente do eólico os cortes de produção serão menores. Devido à enorme variabilidade eólica, o acréscimo deste tipo de tecnologia leva a uma vasta gama de cortes.

Naturalmente, há que ser feita uma gestão por parte dos produtores, relativamente aos períodos em que o recurso disponível excede a capacidade nominal dos parques. Para além da quantificação destes períodos, outro fator técnico relevante que caracteriza um parque eólico refere-se aos períodos de rampas de produção. Perceber as rampas de produção nas várias configurações pode ajudar a adotar medidas para mitigar a existência destes períodos de variação acentuada o que pode permitir aumentar a previsibilidade e melhorar a integração no sistema elétrico das centrais híbridas.

Devido ao elevado número de parques em estudo, e uma vez que este parâmetro das rampas requer uma análise individual para cada parque, apenas foram analisados os parques representativos das quatro regiões. Outro ponto importante é que, as rampas de produção são dependentes da capacidade dos parques sendo por esse motivo que, nesta análise apenas se consideraram as seis configurações utilizadas na análise geográfica para o fator de capacidade mais a situação padrão. A Figura 4.20 mostra o valor das rampas e a frequência das mesmas, em horas, para as configurações mencionadas em escala logarítmica.

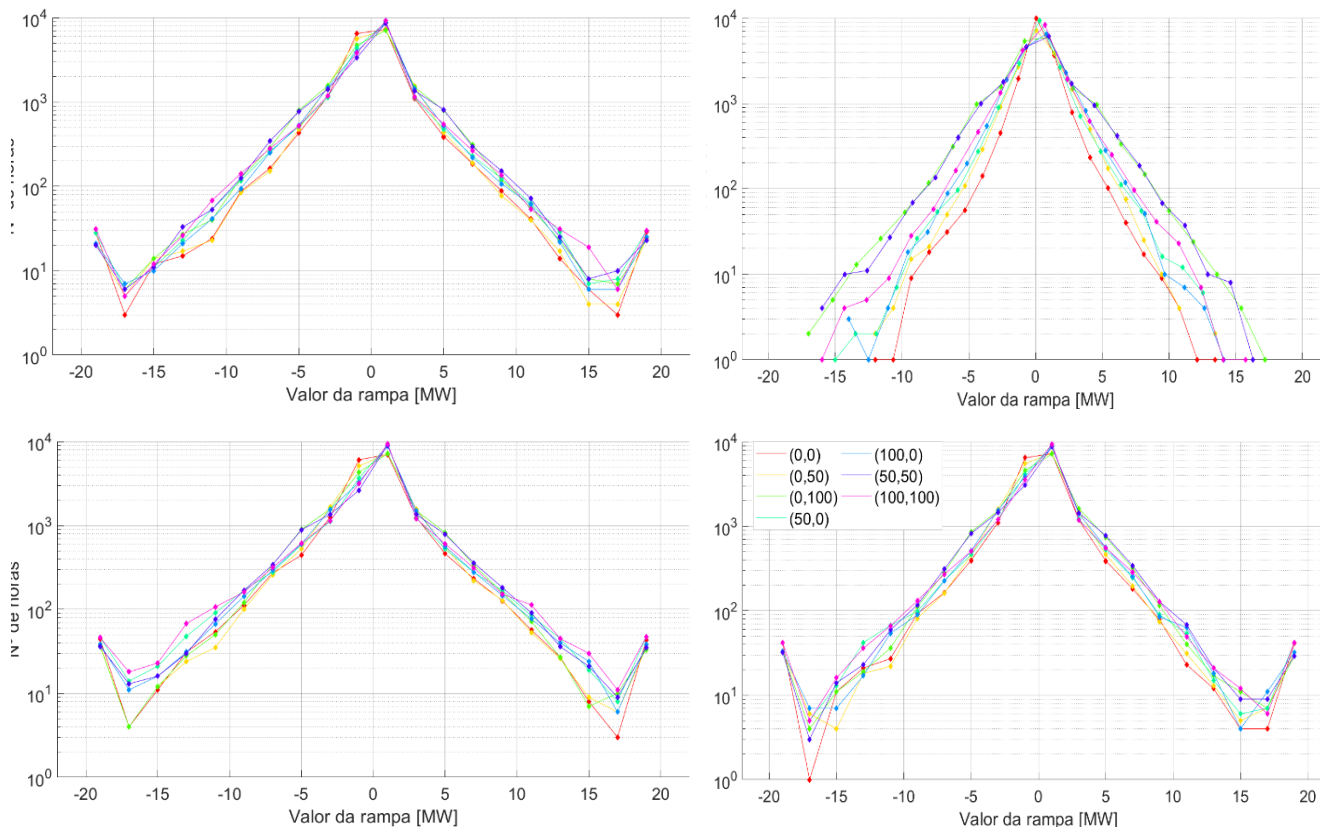


Figura 4.20- Número de ocorrências horárias (escala logarítmica) e valor das rampas para a situação padrão e para as 6 configurações. No topo: Região 1 (esquerda) e Região 2 (direita); em baixo: Região 3 (esquerda) e Região 4 (direita)

Pela análise da Figura 4.20, constata-se que, no geral os parques apresentam um elevado número de horas de variações horárias próximas do valor de 0 MW. Vê-se ainda que, exceto na Região 2, todos os parques apresentam um número considerável (entre 200-500 horas) de rampas de produção extremas (-20 MW e 20MW). Este valor é superior devido à existência de cortes de produção nas turbinas eólicas quando o vento é bastante elevado. Constatou-se ainda que o incremento de capacidade eólica é a que apresenta um maior impacto nas rampas. Sendo que o aumento de 50% de capacidade eólica aumenta em mais de 2000 horas o período sem rampas, que comparativamente ao incremento solar pouco varia neste período. O parque da região 2 apresenta um comportamento bastante diferente dos outros, sendo que não apresenta rampas extremas e ainda tem o facto de o aumento de capacidade não provocar uma grande alteração no período sem rampas.

Dessa forma, com a exceção do parque representativo da segunda região tornou-se necessário a análise de um parâmetro que permitisse sintetizar as rampas para cada parque e ao mesmo tempo dar informação do mesmo. Nesse sentido determinou-se o desvio padrão das rampas para cada parque. Uma vez que o desvio padrão é um só valor para cada configuração o mesmo pode ser avaliado para todos os parques e para um maior número de configurações. A Figura 4.21 mostra a variação do desvio padrão para as várias configurações.

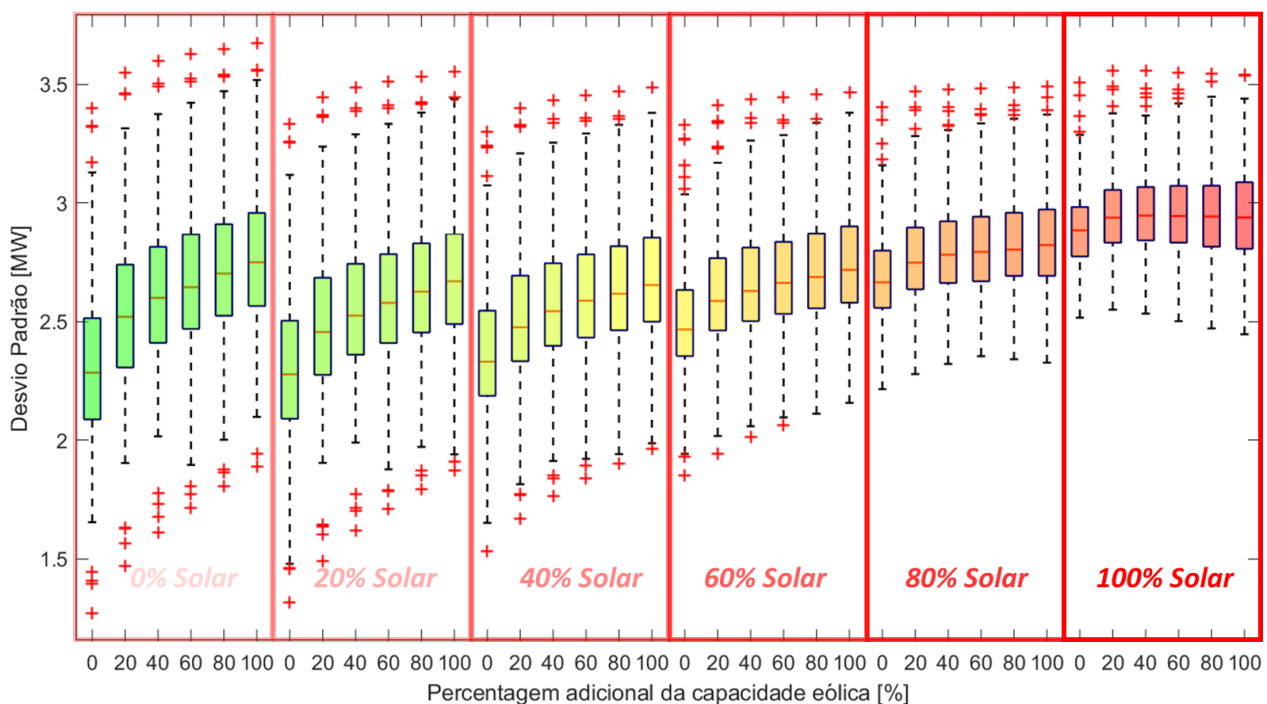


Figura 4.21-Gráfico de caixas e bigodes com os valores do desvio padrão das rampas de produção, das centrais híbridas para diferentes configurações de aumento de capacidade eólica e solar.

Esta figura constata que existe uma grande variabilidade em torno do desvio padrão o que leva a concluir que cada parque pode vir a apresentar um comportamento bastante diferente do geral. A figura ainda permite constatar que o aumento da capacidade eólica tende a aumentar também o desvio padrão contrariamente ao que acontece com o incremento solar (situação de 20% e 40%) que inicialmente tende a diminuir esse mesmo valor. Salienta-se que apesar de o aumento solar induzir, inicialmente, a uma redução do valor do desvio padrão, com o incremento de sobreequipamento o desvio padrão aumenta mas reduz a dispersão. Contudo, para uma configuração 100% solar os valores da mediana do desvio padrão são os mais elevados. Um ponto importante a salientar é que na situação inicial o desvio padrão é superior a 2 MW, ou seja, 10% da capacidade normalizada do parque. Já na situação de elevado sobreequipamento temos um desvio padrão próximo dos 3 MW. Isto representa um aumento de 50% face ao desvio padrão inicial e representa 15% da capacidade nominal do parque. Este aumento é devido ao facto de com o incremento da capacidade, se tende a aumentar o tempo em que há rampas elevadas (mais de 15 MW), diminuindo as rampas menores.

4.3.1 – Análise do impacto financeiro do sobreequipamento

Com o aumento de capacidade é de esperar um aumento da geração e, dessa forma, um aumento do retorno financeiro associado a essa energia adicional. Dessa forma foi analisado para as

várias combinações possíveis de sobreequipamento, qual seria a configuração mais rentável em cada localização onde existem atualmente parques eólicos.

A Figura 4.22 mostra o valor do preço médio diário da energia no MIBEL ao longo das 24h do dia, assim como o valor médio da energia considerando apenas o período diurno, *i.e.*, as horas onde é expectável energia proveniente da tecnologia solar PV (período salientado para a solar PV, é para um dia de solstício de verão de forma a englobar todos os preços abrangidos por esta tecnologia solar). Nesta figura é possível observar que o valor médio para as horas de atividade solar é maior do que a média diária. Verifica-se ainda a existência de dois máximos durante o dia, um durante a manhã e outro ao final da tarde, neste último a energia tem o seu valor máximo, cerca 53€/MWh. É ainda possível identificar dois mínimos no perfil diário - um durante a tarde e outro durante a madrugada, onde a energia é mais barata, cerca de 35€/MWh.

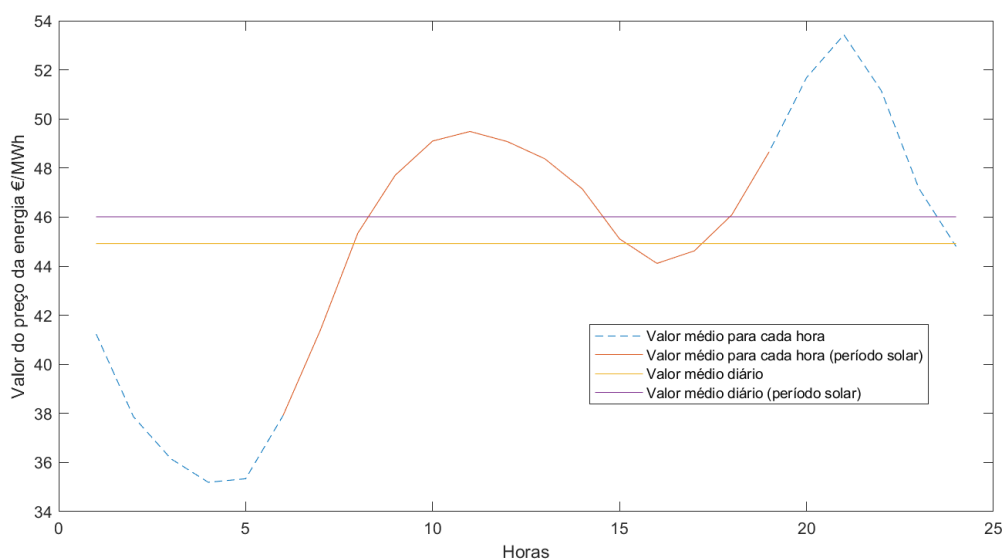


Figura 4.22- Valores médios dos preços do mercado diário no MIBEL entre 2015 e 2016 para cada hora e o preço médio diário ao longo do ano.

Como descrito anteriormente, foram analisadas duas formas de renumeração da energia do sobreequipamento sendo necessário comparar qual das destas duas formas poderia trazer um maior retorno. As tarifas fixas, neste caso 45 €/MWh como definido na Portaria 80 de 2020 [72] trazem maior estabilidade na receita sendo esta independente do perfil de produção, o que poderá beneficiar um pouco mais a tecnologia eólica, uma vez que tendencialmente geram mais energia durante o período noturno, onde, atualmente, os preços da energia são mais baixos. Já os preços das tarifas de mercado são bem mais elevados durante o período diurno do que à noite, devido ao consumo, o que beneficia a produção solar, que poderá apresentar um maior retorno financeiro para esta tecnologia.

Partindo destas premissas, e usando os valores dos preços no mercado do dia seguinte do MIBEL durante o período em análise, gerou-se a Tabela 4.5, que compara em quantos parques, dos 224, compensa a renumeração de mercado, sendo o número representado em cada célula representativo do número de localizações em que este regime remuneratório seria mais adequado.

Tabela 4.5- Número de parques onde compensa o regime remuneratório de mercado para cada combinação estudada.



Como se pode constatar, com os valores verificados entre 2015 e 2016, um aumento de 10% da capacidade usando tecnologia solar, demonstra que qualquer um dos parques deverá optar por um regime remuneratório de mercado. Isto porque, como já foi mencionado o custo da energia é maior durante o dia trazendo maiores retornos. Comparativamente, com o aumento da capacidade eólica temos uma tendência contrária, a maioria dos produtores deverá optar por tarifas fixas. Há também alguns aspetos a salientar, que com o aumento da capacidade eólica o número de parques que deve optar por ir a mercado vai aumentando, já que à medida que a capacidade aumenta a produção em períodos diurnos vai também aumentar, de forma que compensa ir a mercado. Numa situação de 10% solar, à medida que aumenta a capacidade eólica, o número de parques que compensa ir a mercado diminui, contrariamente ao que acontece só com o aumento de capacidade eólica. Este efeito é justificado, por se estar a incluir só a energia de sobreequipamento, e devido ao perfil de produção eólico, que tende a produzir maioritariamente de noite - os valores médios de mercado para esta combinação tende a diminuir, sendo preferível optar por tarifas fixas. Também acontece que com uma grande capacidade eólica este comportamento inverte, voltando a aumentar o número de parques, pois começa-se a atingir uma saturação na produção, compensando o regime remuneratório de mercado.

A Figura 4.23 e Figura 4.24 mostra geograficamente os resultados anteriores para a configuração 10% e 100% eólica, respetivamente, e 0% solar. Consta-se que para um sobreequipamento de apenas 10% eólica, a remuneração de mercado compensa sobretudo em parques eólicos que se encontram na região interior Norte, onde a disponibilidade de recurso eólico é menor. Numa configuração de sobreequipamento de 100% de tecnologia eólica, a maioria dos parques onde o benefício da tarifa de mercado é superior, encontram-se na sua maioria na mesma região, havendo alguns na região litoral Centro e no Sul. Isto deve-se à

disponibilidade do recurso que é maior na região centro Norte, e também a uma possível saturação da geração dos parques, onde a produção atinge frequentemente o seu valor nominal.

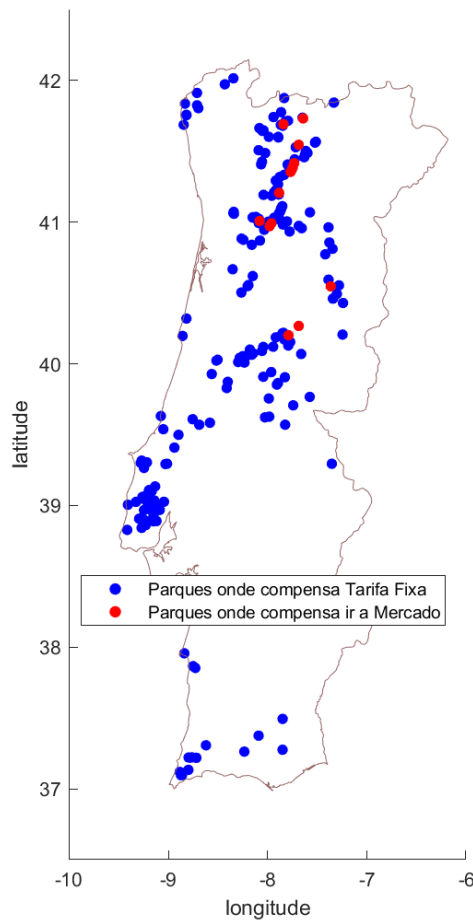


Figura 4.23- Indicação da opção remuneratória mais adequada numa configuração com 10% de sobreequipamento eólico.

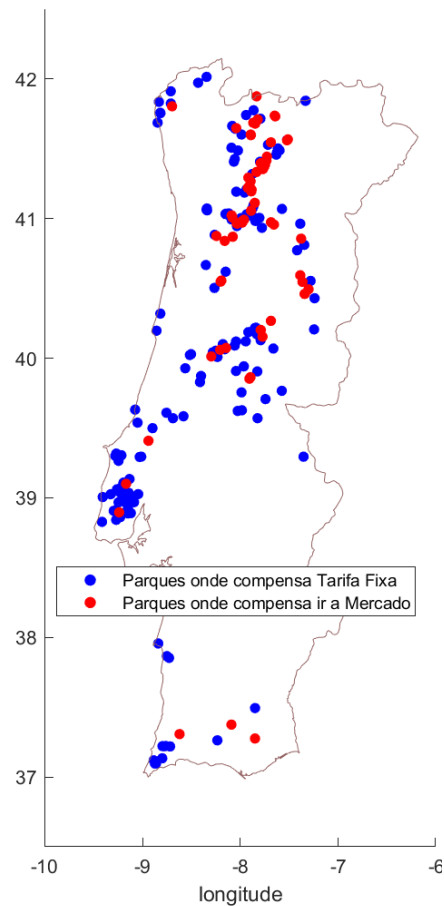


Figura 4.24-Indicação da opção remuneratória mais adequada numa configuração com 100% de sobreequipamento eólico.

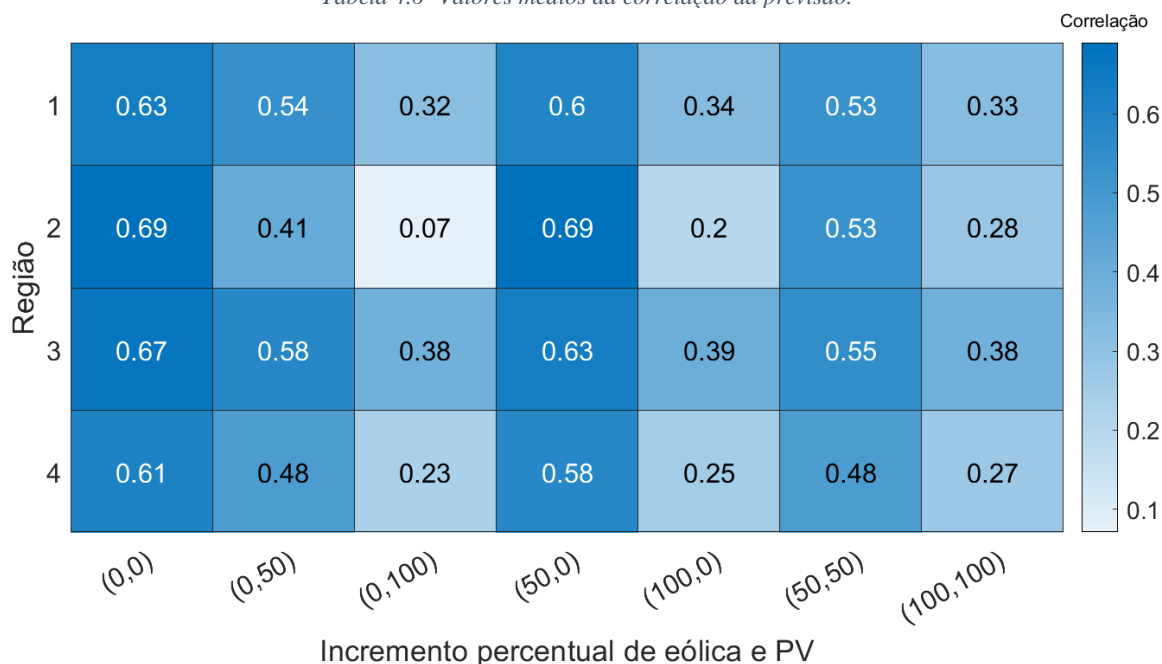
4.4 Análise do sobreequipamento com previsão

Nesta secção são apresentados os resultados do impacto no desempenho da previsão VRE das diferentes configurações das centrais híbridas. Este impacto é avaliado apenas para os parques representativos de cada agrupamento com base nas métricas definidas na secção 3.2.3.2.

4.4.1 Previsão - valores da correlação de Pearson

O primeiro parâmetro em análise é a correlação de Pearson. A Tabela 4.6 apresenta os valores da correlação para a situação atual (“0,0”) e para as restantes configurações.

Tabela 4.6- Valores médios da correlação da previsão.



Nenhuma das configurações de sobreequipamento apresenta valores mais elevado de correlação do que a situação atual. Pode-se constatar que a configuração que apresenta os resultados mais idênticos à situação padrão é a configuração de 50% eólica e 0% PV. Verifica-se ainda que os valores mais elevados deste parâmetro estão todos nas configurações com menores capacidades de sobreequipamento (50 % eólica/PV ou ambas). Esta situação é interessante pois, com o aumento da capacidade eólica, verifica-se um aumento da geração à sua capacidade nominal (20 MW), sendo que a previsão não antecipa estes largos períodos de geração no valor nominal. Assim, os resultados sugerem um melhor desempenho da previsão para casos de pouco sobreequipamento, apesar de um valor elevado dos mesmos tender para uma redução das rampas. Os resultados sugerem ainda que para a mesma capacidade de sobreequipamento, as configurações baseadas em tecnologia eólica apresentam valores mais elevados de correlação.

4.4.2 Previsão – Viés e RMSE

A correlação da previsão não consegue identificar erros de amplitude. Nesse sentido é necessário a análise do Viés e do RMSE para compreender a natureza dos erros. A Tabela 4.7 mostra o Viés para cada agrupamento nas várias configurações e a Tabela 4.8 mostra o RMSE para as mesmas situações.

Tabela 4.7 – Valores do Viés de previsão, para cada configuração e para cada agrupamento, erro em MW.

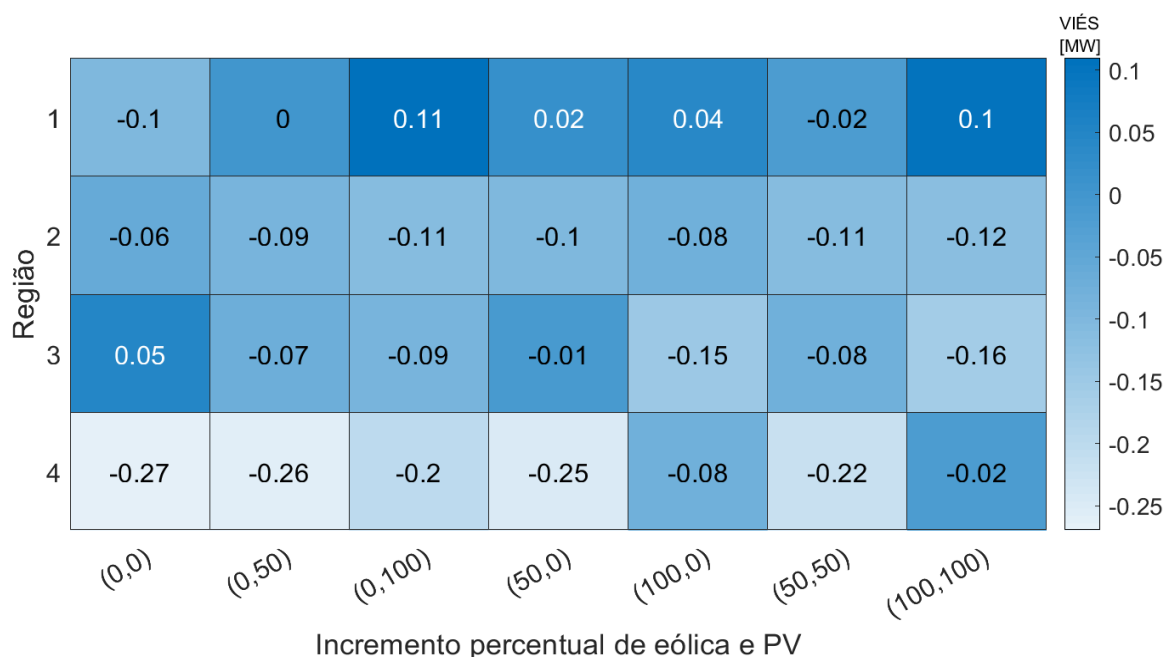
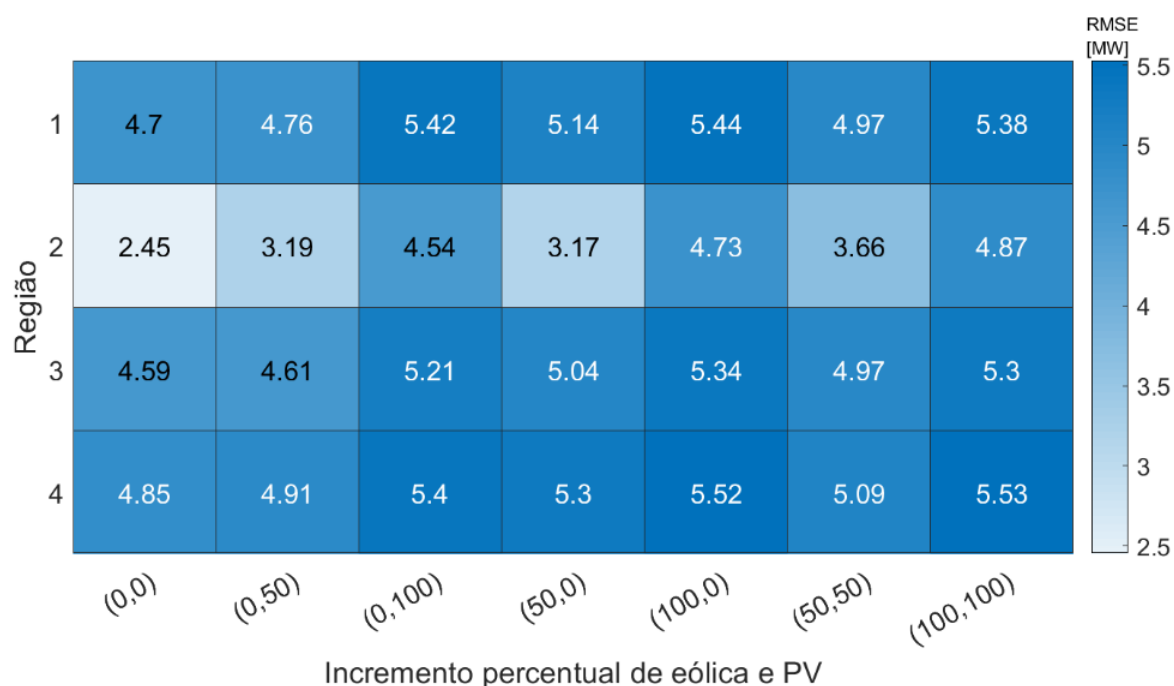


Tabela 4.8- Valores do RMSE de previsão, para cada configuração e para cada agrupamento, erro em MW.



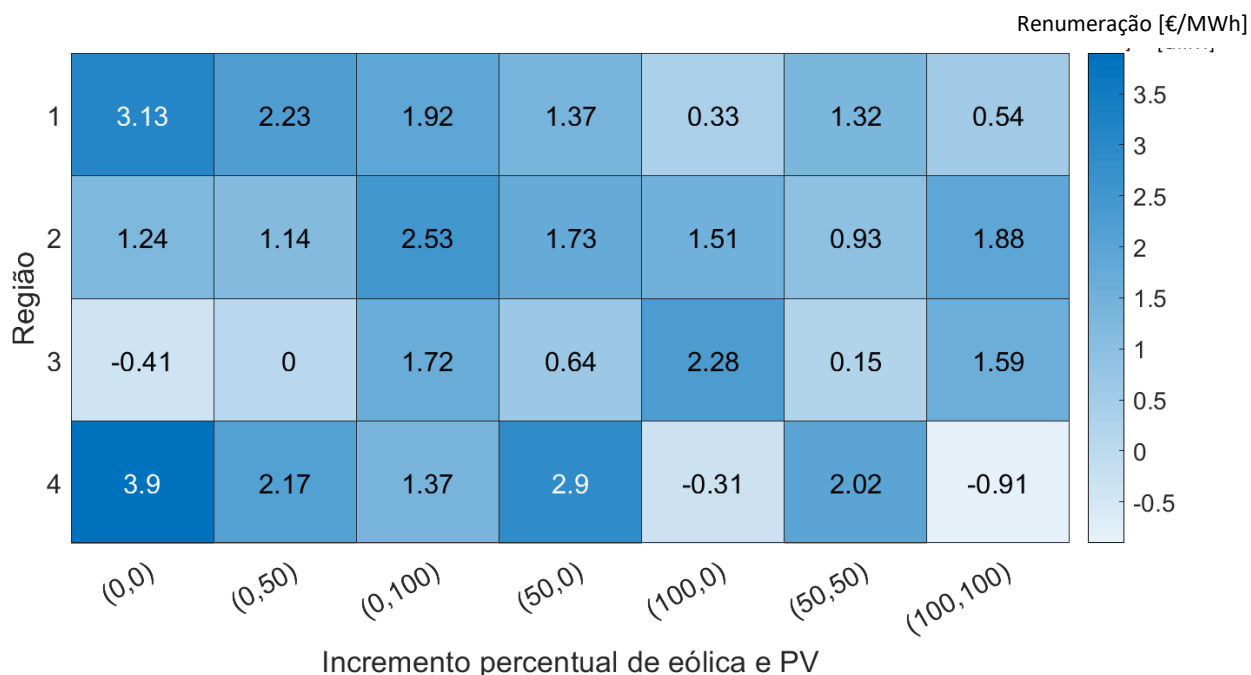
O Viés apresenta valores relativamente baixos para qualquer uma das configurações e para qualquer uma das regiões, salientando-se apenas o facto de haver uma tendência para valores de previsão negativos (valor previsto menor que o real). Este facto é parcialmente explicado pela subestimação da previsão do valor máximo do parque (20 MW).

No parâmetro RMSE verificam-se diferenças significativas entre as diferentes configurações de sobreequipamento e nos parques analisados. A região 2, é a que apresenta de forma geral, os valores mais baixos do RMSE nas várias configurações sendo que o erro é maior para situações de sobreequipamento (100% eólica/PV ou ambas). Apesar desta situação os valores do RMSE são significativos no geral, uma das causas, como foi mencionado anteriormente, é o erro da previsão ao falhar no valor máximo de 20MW. Em comparação o valor mínimo de RMSE, 2.45 MW, de todos os casos apresentados, apresenta um erro de 12%, aproximadamente, da capacidade máxima de injeção na rede sendo que o segundo menor erro já é de 3.17 MW (16% da capacidade de injeção de energia na rede). A par disto o maior valor é de 5.53MW, representando um erro de, aproximadamente, 28% da capacidade de injeção na rede. No geral o RMSE apresenta valores superiores a 20% da capacidade sendo um erro elevado. Ainda assim a configuração que apresenta o valor de RMSE mais baixo é aquela que têm 50% de acréscimo de tecnologia solar.

4.4.3 Participação em mercado de reserva

Por último, o impacto derivado da previsão em ambiente de mercado de reservas. Este parâmetro, permite saber qual o valor médio que o produtor terá de pagar, ou receber, por cada MW que falha na previsão. A importância desta análise surge no âmbito do RMSE apresentar valores bastante elevados em algumas configurações, mas que num ambiente de mercado pode originar um impacto distinto dependendo das necessidades deste mercado para manter o binómio oferta/procura de energia. Importa assim, identificar a configuração que pode minimizar os desvios originando mais benéficos económicos para o produtor. A Tabela 4.9, indica o preço para cada MW de desvio.

Tabela 4.9- Desvio monetário médio da previsão, para cada configuração e para cada agrupamento, em €/MWh.



Pela tabela acima apresentada, constata-se que a maioria das configurações com este método de previsão revelam algumas perdas para os produtores. O pior cenário de previsão encontra-

se na Região 4 para a situação atual, que apresentou uma redução média de 3.9€/MWh ao valor de mercado, ou seja, se o valor de mercado for 45€/MWh, o produtor apenas obterá um retorno de 41.1€/MWh gerado, o que neste caso (que é a média do valor diário) uma perda de 8%. No geral a maioria das previsões apresenta uma redução ao valor a receber de mercado inferior a 2€ sendo que, a configuração que apresenta os melhores resultados no geral para as várias regiões de Portugal Continental foi a de sobreequipamento 50% eólica e 50% PV, por apresentar valores mais próximos entre si e, ao mesmo tempo, mais próximos de 0. Salienta-se ainda que a região 3 foi a que apresentou as reduções de preço de mercado menores, sendo que até para o momento atual apresenta um acréscimo de 0.41€/MWh ao preço que o produtor tem a receber do mercado.

Capítulo 5 – Conclusão e desenvolvimentos futuros

O aproveitamento em larga escala de fontes de energia renovável variável no tempo tem acarretado grandes desafios técnicos e económicos, que só têm tendência a aumentar tendo em consideração os ambiciosos objetivos de descarbonização da sociedade, sobretudo na União Europeia. Nesse sentido, a compreensão do comportamento destas fontes quando interligadas individualmente ao sistema elétrico ou, em alternativa, quando agregadas e integradas com outras tecnologias sob a forma de centrais híbridas é de extrema importância por forma a simplificar o controlo e gestão do sistema elétrico e, simultaneamente, trazer benefícios técnico-económicos para os produtores. Para tal, esta dissertação estuda *i)* o desempenho energético dos atuais parques eólicos (PEs) de forma singular/individual, *ii)* a complementaridade entre a geração eólica e solar fotovoltaica (PV) de modo agregado, na localização dos atuais PEs, e ainda *iii)* quais os possíveis retornos que o produtor pode retirar com o aumento da capacidade do seu parque – em modo de “sobreequipamento” da central, quer à custa de tecnologia eólica, quer de solar PV, ou de ambas – na implementação do conceito de centrais híbridas.

Nesta dissertação, foi analisado um conjunto de dados da produção eólica e solar fotovoltaica, para os anos de 2015 e 2016, para a localização de 224 PEs em Portugal continental, tendo sido analisados diversos parâmetros estatísticos de complementaridade de ambos. Posteriormente, foi definida uma metodologia para análise do impacto do sobreequipamento dos PEs, com a análise de fatores como, períodos onde é necessário limitar a produção de energia face ao recurso disponível - *curtailment*, rampas e desvio padrão da produção, assim como a escolha do melhor regime remuneratório para o produtor. Por último, foi realizada uma análise aos valores de previsão eólica e solar, para algumas das configurações apresentadas, com um horizonte temporal de seis horas de forma a analisar quais os desvios causados da mesma face ao cenário ótimo, e consequentemente, as penalizações no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Na primeira parte desta dissertação, caracterizou-se a geração dos atuais PEs. Concluiu-se que a grande maioria dos parques apresenta um valor de geração igual à capacidade nominal em aproximadamente 5% do tempo. Para o período em análise, verifica-se uma disponibilidade de produção eólica de 2% da capacidade em mais de 90% do tempo para a grande maioria dos parques em questão.

A análise da complementaridade recorrendo a diversos parâmetros estatísticos permitiu concluir que existe uma complementaridade entre a produção eólica e solar PV a nível nacional, com valor de correlação de -0.12, à escala horária e o índice de complementaridade energético médio de 0.71. Também se concluiu que é durante o período da manhã que estas duas fontes mais se complementam e ainda que existe dependência sazonal do nível de complementaridade entre estas duas fontes de energia renováveis variáveis no tempo que vão assumir um papel crucial no *mix* energético das próximas décadas. Os meses de Outono e Inverno apresentam níveis similares de correlação. No Verão, devido às condições atmosféricas predominantes em Portugal que apresentam menor dependência dos fenómenos de atmosféricos de larga-escala capazes de influenciar todo o território nacional, verifica-se um comportamento mais distinto entre os diversos PEs. Neste período, algumas localizações apresentam uma correlação positiva entre a energia eólica e solar PV.

O conceito de parques híbridos, recentemente introduzido na legislação portuguesa, foi explorado nesta dissertação através do estudo do sobreequipamento dos atuais parques eólicos. Numa situação em que toda a energia gerada do sobreequipamento, seria vendida em ambiente de mercado, temos que só com o aumento da capacidade, em qualquer PE, com 10% de solar PV, o produtor já obteria maiores lucros comparativamente a uma opção por retribuição com base numa tarifa fixa de 45 €/MWh. Contrariamente, um sobreequipamento de 100% dos PEs atuais com tecnologia eólica, indica que em 70% dos casos, o regime de renumeração mais adequado é obtido com uma tarifa fixa. Este resultado é explicado pelo perfil de produção da tecnologia eólica que, tipicamente, apresenta menor intensidade em períodos do dia onde os preços da energia no MIBEL são maiores. Quando se analisa a variação do fator de capacidade (FC) temos que para situações de incremento de capacidade eólica e solar PV, o valor médio, da variação do FC é idêntico, cerca de 15%, sendo a dispersão dos resultados maior para o incremento eólico. Esta dispersão significa que nestas situações, é necessário avaliar com mais cuidado cada localização analisada. Numa situação de 100% tanto de capacidade eólica como solar PV, que perfazia uma capacidade instalada de 60 MW, a variação do FC é, praticamente, a soma da variação das duas fontes, cerca de 27%. Todavia, quando se compara os cortes necessários que o produtor terá de aplicar à sua produção para cumprir com o limite de injeção na rede para as várias capacidades, constatou-se que o valor médio do corte de geração eólica, comparativamente à solar, era cerca de 9 vezes superior. Tal deve-se ao nível elevado de produção e da possível saturação do parque relativamente a essa fonte de produção.

A aplicação da metodologia de previsão permitiu identificar que a previsão apresenta um desempenho mais elevado quando o aumento de capacidade é menor, independentemente da fonte que se esteja a aumentar. O Viés é próximo de 0 MW, com tendência para apresentar valores ligeiramente negativos. A análise ao RMSE permite concluir que a previsão apresenta erros de amplitude que variam entre 2.45 MW e 5.53 MW, sendo o valor médio dos erros na ordem dos 20% da capacidade máxima de injeção dos parques. Por último, foi analisado de que forma estes erros de previsão afetariam a renumeração do produtor, tendo-se constatado que os valores a retirar ao valor de mercado eram reduzidos, sendo que no pior cenário, o retorno é de menos 8% do valor da tarifa média de mercado.

Importa salientar que algumas simplificações foram assumidas para a elaboração da presente dissertação que podem ter impacto nos resultados finais. Nesse sentido existe alguns pontos que importa salientar, na conclusão deste trabalho. Primeiro é que os dados obtidos não são dados reais dos parques eólicos, que embora tenham sido obtidos de um modelo de mesoescala para a região em estudo, podem existir discrepâncias entre o valor aqui considerado com o que realmente aconteceu. Relativamente aos dados da geração solar PV, uma vez que não era possível validar os dados obtidos com base no modelo de mesoescala, optou-se por considerar os dados do PVGIS. Esta situação pode influenciar alguns dos resultados obtidos, recomendando-se que no futuro seja adotada uma base de dados comum aos diferentes tipos de geração.

Não foi considerado qualquer efeito de suavização de potência com o aumento da capacidade, nem analisada a disponibilidade de área e permissões para implementação do sobreequipamento dos parques – aspetos relevante e que em algumas localizações pode inviabilizar a instalação da capacidade considerada. Também de salientar que a capacidade nominal dos parques eólicos foi considerada igual, neste caso 20 MW, de forma a estudar e comparar o comportamento relativo dos PEs. Assim, os resultados obtidos devem ser

enquadrados com base na capacidade considerada. Por fim, a complementaridade aqui analisada teve por base a maximização da energia anual produzida da tecnologia solar PV não sendo analisada orientações/inclinações dos painéis que favorecessem localmente os níveis de complementaridade entre as tecnologias analisadas. Relativamente aos valores de tarifa de mercado usados neste trabalho, importa salientar que a elevada penetração de capacidade eólica e solar PV pode levar a alterações significativas no seu valor médio bem como no seu perfil em comparação com os valores verificados entre 2015 e 2016. Neste sentido, os resultados aqui obtidos devem ser atualizados quando alterações significativas nos preços do mercado Ibérico de eletricidade forem detetadas.

De forma a aprofundar o tema de centrais híbridas renováveis, trabalhos futuros deveriam analisar o impacto destas fontes em diferentes escalas temporais, e se possível para regiões específicas, com a aplicação de efeitos que neste trabalho não foram referidos, efeito de suavização de potência e análise da área disponível para aplicação de tecnologia solar PV. Também seria de extrema importância juntar e avaliar o impacto de sistemas de armazenamento para lidar com os períodos de excesso de energia evitando elevados níveis de *curtailment* de geração renovável dotando de mais despachabilidade este tipo de centrais.

Os resultados apresentados neste trabalho, permitem demonstrar a importância da complementaridade entre a energia eólica e solar PV. Também permite providenciar indicadores para auxiliar na implementação do conceito de centrais híbridas, recentemente introduzido na legislação portuguesa, através da comparação das vantagens /desvantagens do incremento de tecnologia eólica, solar ou ambas, sendo que se sugere um aumento de capacidade misto, com maior capacidade solar, especialmente para parques na região Sul e interior Centro (de forma a evitar níveis significativos de corte de produção, mantendo a estabilidade da produção com rampas de produção mais reduzidas). Portugal apresenta um elevado potencial para a implementação em larga-escala deste tipo de centrais. Assim, com o nível de maturidade das tecnologias eólica e solar PV, e tendo em consideração os benefícios apresentados nesta dissertação, as centrais híbridas representam uma oportunidade para alavancar os atuais níveis de capacidade renovável variável no tempo permitindo cumprir com os ambiciosos objetivos estabelecidos no PNEC 2030 sem necessidade de investimentos significativos nas infraestruturas atuais.

Capítulo 6 - Referências Bibliográficas

- [1] I. Renewable e E. Agency, *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 (2019 Edition)*. .
- [2] Direção Geral de Energia e Geologia, «Renováveis- estatísticas rápidas - nº 177». p. 21, 2019.
- [3] DL, «Diário da República, 1.^a série — N.º 106 — 3 de junho de 2019». pp. 2792–2865, 2019.
- [4] WindEurope, «Renewable Hybrid Power Plants - Exploring the Benefits and Market Opportunities». WindEurope, p. 22, 2019.
- [5] Agência portuguesa do Ambiente, «Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2021-2030», 2018.
- [6] A. I. Estanqueiro, «Impact of Wind Generation Fluctuations in the Design and Operation of Power Systems», *7th Wind Integr. Work.*, pp. 1–7, 2008.
- [7] V. Klonari, D. Fraile, R. Rossi, e M. Schmela, «Exploring the Viability of Hybrid Wind-Solar Power Plants», *4th Int. Hybrid Power Syst. Work.*, n. May, p. 7, 2019.
- [8] K. Das, A. D. Hansen, M. Koivisto, e P. E. Sørensen, «Enhanced Features of Wind-Based Hybrid Power Plants», *4th Int. Hybrid Power Syst. Work.*, n. May, 2019.
- [9] W. D. Grossmann, I. Grossmann, e K. W. Steininger, «Distributed solar electricity generation across large geographic areas , Part I : A method to optimize site selection , generation and storage», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 831–843, 2013.
- [10] K. Engeland, M. Borga, J. Creutin, e B. François, «Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, n. May, pp. 600–617, 2017.
- [11] F. J. Rodríguez-benítez, C. Arbizu-barrena, F. J. Santos-alamillos, J. Tovar-pescador, e D. Pozo-vázquez, «Analysis of the intra-day solar resource variability in the Iberian Peninsula», *Sol. Energy*, vol. 171, n. March, pp. 374–387, 2018.
- [12] W. Zappa e M. Van Den Broek, «Analysing the potential of integrating wind and solar power in Europe using spatial optimisation under various scenarios», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, n. May, pp. 1192–1216, 2018.
- [13] A. Buttler, F. Dinkel, S. Franz, e H. Spliethoff, «Variability of wind and solar power e An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014», *Energy*, vol. 106, pp. 147–161, 2016.
- [14] R. Villanueva, «The Cost of inflexibility», *Spec. Proj.*, n. December 2018, p. 52, 2019.
- [15] N. Cutler, «Characterising the Uncertainty in Potential Large Rapid Changes in Wind Power Generation», *PhD Thesis*, n. July, p. 290, 2009, [Em linha]. Disponível em: <http://handle.unsw.edu.au/1959.4/43570>
%5Cn<http://unsworks.unsw.edu.au/fapi/datastream/unsworks:5018/SOURCE02>.

- [16] M. M. Miglietta, T. Huld, e F. Monforti-Ferrario, «Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective», *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 56, n. 1, pp. 217–234, Jan. 2017.
- [17] B. Drake e K. Hubacek, «What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms?—A risk portfolio approach», *Energy Policy*, vol. 35, n. 8, pp. 3999–4008, Ago. 2007.
- [18] H. Holttinen, S. Rissanen, X. Larsen, e A.-L. Lovholm, *Wind and load variability in the Nordic countries*. 2013.
- [19] C. Tejeda, C. Gallardo, M. Domínguez, M. Á. Gaertner, C. Gutierrez, e M. de Castro, «Using wind velocity estimated from a reanalysis to minimize the variability of aggregated wind farm production over Europe», *Wind Energy*, vol. 21, n. 3, pp. 174–183, Mar. 2018.
- [20] C. Gallego-Castillo, A. Cuerva-Tejero, e O. Lopez-Garcia, «A review on the recent history of wind power ramp forecasting», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1148–1157, 2015.
- [21] A. Cavaco, H. Silva, P. Canhoto, S. Neves, J. Neto, e M. C. Pereira, «Annual Average Value of Solar Radiation and its Variability in Portugal». WES 2016 - Workshop on Earth Sciences, Institute of Earth Sciences, 2016.
- [22] H. Gonçalves *et al.*, «Solar Irradiation Data Processing using estimator MatriceS (SIMS) validated for Portugal (southern Europe)», *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 515–528, 2020.
- [23] P. Costa, P. Miranda, e A. Estanqueiro, «Development and validation of the portuguese wind atlas», *Eur. Wind Energy Conf. Exhib. 2006, EWEC 2006*, vol. 3, n. 1, pp. 2072–2080, 2006.
- [24] Portal do Estado do Ambiente (REA), «ENERGIA E CLIMA ENERGIAS RENOVÁVEIS», 2019. <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renováveis> (acedido Dez. 16, 2019).
- [25] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, e E. Chaima, «A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems», *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, n. April, p. 112027, 2019.
- [26] I. Graabak e M. Korpås, «Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources-A Review», *Energies*, vol. 9, p. 31, 2016.
- [27] K. Engeland, M. Borga, J. Creutin, e B. François, «Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, n. February, pp. 600–617, 2017.
- [28] P. E. Bett e H. E. Thornton, «The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain», *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 96–110, 2016.
- [29] M. Esteban, Q. Zhang, A. Utama, T. Tezuka, e K. N. Ishihara, «Methodology to estimate the output of a dual solar-wind renewable energy system in Japan», *Energy Policy*, vol. 38, n. 12, pp. 7793–7802, 2010.

- [30] T. A. Deetjen, J. D. Rhodes, e M. E. Webber, «The impacts of wind and solar on grid flexibility requirements in the Electric Reliability Council of Texas», *Energy*, vol. 123, pp. 637–654, 2017.
- [31] C. Viviescas *et al.*, «Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 113, n. November 2017, p. 109232, Out. 2019.
- [32] J. Jurasz, F. A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, e A. Beluco, «A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions», *Sol. Energy*, vol. 195, pp. 703–724, 2020.
- [33] J. Widén, «Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, n. 2, pp. 177–184, 2011.
- [34] F. Monforti, T. Huld, K. Bódis, L. Vitali, M. D. Isidoro, e R. Lacal-arántegui, «Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy . A Monte Carlo approach», *Renew. Energy*, vol. 63, n. 2014, pp. 576–586, 2020.
- [35] J. Jurasz, M. Wdowikowski, B. Kaźmierczak, e P. Dąbek, «Temporal and spatial complementarity of wind and solar resources in Lower Silesia (Poland)», *E3S Web Conf.*, vol. 22, p. 00074, Nov. 2017.
- [36] H. Khanjarpanah, A. Jabbarzadeh, e S. M. Seyedhosseini, «A novel multi-period double frontier network DEA to sustainable location optimization of hybrid wind-photovoltaic power plant with real application», *Energy Convers. Manag.*, vol. 159, n. January, pp. 175–188, 2018.
- [37] R. Castro e J. Crispim, «Energy for Sustainable Development Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system», *Energy Sustain. Dev.*, vol. 42, pp. 64–76, 2018.
- [38] F. Petrakopoulou, «On the economics of stand-alone renewable hybrid power plants in remote regions», *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 118, pp. 63–74, 2016.
- [39] A. Ihsan, M. Jeppesen, e M. J. Brear, «Impact of demand response on the optimal , techno-economic performance of a hybrid , renewable energy power plant», *Appl. Energy*, vol. 238, n. August 2018, pp. 972–984, 2019.
- [40] M. Q. Raza, M. Nadarajah, e C. Ekanayake, «On recent advances in PV output power forecast», *Sol. Energy*, vol. 136, pp. 125–144, 2016.
- [41] A. M. Foley, P. G. Leahy, A. Marvuglia, e E. J. McKeogh, «Current methods and advances in forecasting of wind power generation», *Renew. Energy*, vol. 37, n. 1, pp. 1–8, 2012.
- [42] S. A. Kalogirou, «Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 5, n. 4, pp. 373–401, Dez. 2001.
- [43] U. Kumar, K. Soon, M. Seyedmahmoudian, e S. Mekhilef, «Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization : A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, n. April 2017, pp. 912–928, 2018.

- [44] J. N. Fidalgo e P. A. P. L. da Rocha, «Transparency versus efficiency in the MIBEL market», em *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Jun. 2017, pp. 1–6.
- [45] ERSE, «Mercado Grossista de Electricidade», 2017. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoelectricidade/Paginas/default.aspx> (acedido Jan. 07, 2020).
- [46] ERSE, «Mercado Retalhista de Eletricidade», 2017. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/default.aspx> (acedido Jan. 07, 2020).
- [47] ERSE, «MercadoDiário», 2017. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoelectricidade/mercadiario/Paginas/default.aspx> (acedido Jan. 07, 2020).
- [48] R. Irene, «Análise de estratégias de licitação das empresas produtoras de energia eléctrica no MIBEL», Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2016.
- [49] A. Couto, L. Rodrigues, P. Costa, J. Silva, e A. Estanqueiro, «Wind power participation in electricity markets - The role of wind power forecasts», *EEEIC 2016 - Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 1–6, 2016.
- [50] M. Joos e I. Staffell, «Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 86, n. August 2017, pp. 45–65, Abr. 2018.
- [51] A. Couto, J. Silva, P. Costa, D. Santos, T. Simões, e A. Estanqueiro, «Towards a high-resolution offshore wind Atlas - The Portuguese Case», *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1356, p. 012029, Out. 2019.
- [52] «Photovoltaic Geographical Information System». https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP (acedido Mar. 19, 2019).
- [53] T. Huld e R. Mu, «A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa», *Sol. Energy*, vol. 86, pp. 1803–1815, 2012.
- [54] R. W. Mueller, C. Matsoukas, A. Gratzki, H. D. Behr, e R. Hollmann, «Remote Sensing of Environment The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance — A LUT based eigenvector hybrid approach», *Remote Sens. Environ.*, vol. 113, n. 5, pp. 1012–1024, 2009.
- [55] R. Urraca *et al.*, «Extensive validation of CM SAF surface radiation products over Europe», *Remote Sens. Environ.*, vol. 199, pp. 171–186, 2017.
- [56] B. E. Psiloglou, H. D. Kambezidis, D. G. Kaskaoutis, D. Karagiannis, e J. M. Polo, «Comparison between MRM simulations, CAMS and PVGIS databases with measured solar radiation components at the Methoni station, Greece», *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 1372–1391, 2020.
- [57] «Medidas de Tendência Central Generalidades». https://www.eecis.udel.edu/~portnoi/classroom/prob_estadistica/2007_1/lecture_slides/aula02.pdf (acedido Jan. 20, 2020).

- [58] F. A. Canales, J. Jurasz, A. Beluco, e A. Kies, «Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming», *Energy*, vol. 192, p. 116637, 2020.
- [59] J. Yan, T. Qu, S. Han, Y. Liu, X. Lei, e H. Wang, «Reviews on characteristic of renewables: Evaluating the variability and complementarity», *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, n. 7, pp. 1–21, Jul. 2020.
- [60] A. Beluco, P. K. de Souza, e A. Krenzinger, «A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies», *Renew. Energy*, vol. 33, n. 10, pp. 2157–2165, 2008.
- [61] S. P. Lloyd, «Least Squares Quantization in PCM», *IEEE Trans. Inf. Theory*, vol. 28, n. 2, pp. 129–137, 1982.
- [62] I. The MathWorks, «kmeans», 2020. <https://www.mathworks.com/help/stats/kmeans.html#buefthh-3> (acedido Jan. 23, 2020).
- [63] D. W. B. David L. Davies, «A Cluster Separation Measure», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 1, n. 2, April 1979, pp. 224–227, 1979.
- [64] J. Irani, N. Pise, e M. Phatak, «Clustering Techniques and the Similarity Measures used in Clustering: A Survey», *Int. J. Comput. Appl.*, vol. 134, n. 7, pp. 9–14, Jan. 2016.
- [65] «Diário da República, 1.ª série — N.º 16 — 23 de janeiro de 2018», p. 2018, 2018.
- [66] R.-R. E. Nacional, «Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha». <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Preco.aspx> (acedido Nov. 18, 2019).
- [67] Portaria n.º 43/2019, «Diário da República, 1º série - N.º 22 - 31 de Janeiro de 2019». pp. 777–778, 2019.
- [68] A. Ali, B. Karlik, e M. Shukri, «Knowledge-Based Systems Back-propagation algorithm with variable adaptive momentum», *Knowledge-Based Syst.*, vol. 114, pp. 79–87, 2016.
- [69] H. Holttinen, J. J. Miettinen, A. Couto, H. Algarvio, L. Rodrigues, e A. Estanqueiro, «Wind power producers in shorter gate closure markets and balancing markets», em *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Jun. 2016, vol. 2014, pp. 1–5.
- [70] S. Karsoliya, «Approximating Number of Hidden layer neurons in Multiple Hidden Layer BPNN Architecture», *Int. J. Eng. Trends Technol.*, vol. 3, pp. 714–717, 2012.
- [71] F. Brito, «Simulação de Estratégias de Operação Agregada de Sistemas de Armazenamento Distribuídos em Parques Eólicos e Centrais Fotovoltaicas», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2017.
- [72] P. n. . 80/2020 25 de M. de 2020, «Diário da República, 1.ª série N.º 60», pp. 5–7, 2020.
- [73] A. Estanqueiro, «The Future Energy Mix Paradigm: How to Embed Large Amounts of Wind Generation While Preserving the Robustness and Quality of the Power Systems?», *Wind Power*, 2010.